

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.Н. Сокольников
«___» июня 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

«Модернизация камеры пуска-приема средств очистки и диагностики
на ЛПДС «Ачинская»

Руководитель

к.т.н., доцент

О.Н. Петров

Выпускник

А.Д. Шкуратов

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа бакалаврской работе по теме
«Модернизация камеры пуска-приема средств очистки и диагностики на ЛПДС
«Ачинская».

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Модернизация камеры пуска-приема средств очистки и диагностики на ЛПДС «Ачинская» содержит 81 страницу текстового документа, 40 использованных источников, 6 листов графического материала.

ОЧИСТКА НЕФТЕПРОВОДА, СКРЕБОК, КАМЕРА ПУСКА, МАРКЕРНЫЙ ПЕРЕДАТЧИК.

Объект ВКР: Ачинская ЛПДС.

Цель ВКР: изучение способа очистки внутренней поверхности магистрального нефтепровода от парафиновых отложений, применяемый на практике на Ачинской линейной производственно-диспетчерской станции ОАО «Транснефть» и разработать конструкцию консольного крана.

В ВКР предложена модернизация камер пуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода Омск – Иркутск Ду 720 мм на Ачинской ЛПДС, включающая в себя установку консольного крана ККР-3 для облегчения условий труда рабочих.

В конструкторско-технологической части выпускной квалификационной работе разработана конструкция и произведен расчет.

В разделе безопасность и экологичность проекта решены и подтверждены расчетами задачи защиты окружающей среды, пожарной безопасности, а также мероприятия по технике безопасности и охране труда при производстве работ. В экономической части произведены расчеты по сравнению затраты на проведения запасовки с помощью старым и новым методом.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Общие сведения компании.....	8
1.1 Описание ОАО «АК «Транснефть»	8
1.2 Общие сведения АО «Транснефть – Западная Сибирь».....	12
1.3 Общие сведения Красноярского районного нефтепроводного управления	13
1.4 Краткое описание Ачинской ЛПДС.....	14
2 Эксплуатация магистрального нефтепровода.....	15
2.1 Очистка внутренней полости магистральных нефтепроводов	15
2.1.1 Роль очистных работ магистрального трубопровода в технической эксплуатации.....	16
2.1.2 Факторы, вызывающие образование отложений.....	17
2.2 Антикоррозионная защита трубопроводов, оборудования и арматуры	18
3 Проект производства работ по очистке участка магистрального трубопровода «Ачинск» – «Кемчуг».....	18
3.1 Подготовительные работы	18
3.2 Подбор оборудования.....	19
3.3 Технология проведения работ	25
3.4 Запасовка снаряда в камеру пуска.....	25
3.5 Контроль прохождения СОД по трубопроводу	32
3.6 Порядок действий в случае застревания СОД	34
3.7 Порядок приема очистного устройства	35
3.8 Очистка скребка, утилизация остатков.....	35
3.9 Контроль качества.....	36
3.10 Предоставление отчетности и оформление документации по очистке нефтепровода	37
4 Модернизация камер пуска и приема средств очистки и диагностики.....	38
4.1 Описание конструкции	38

5 Расчет консольного крана	40
6 Экономический расчет затрат на проведение очистки	54
6.1 Существующий способ заправки(с помощью автомобильного крана).....	54
6.2 Предлагаемый способ заправки(с помощью консольного крана)	55
6.3 Затраты на проведение очистки с помощью автомобильного и консольного крана.....	55
7 Безопасность и экологичность	65
7.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	66
7.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	67
7.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	68
7.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	70
7.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	72
7.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях ..	73
7.7 Экологичность проекта	74
Заключение	76
Список сокращений	77
Список использованных источников	78

ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводный транспорт – это вид транспорта, осуществляющий передачу на расстояние жидких, газообразных или твёрдых продуктов по трубопроводам. Трубопроводный транспорт в первую очередь предназначен для транспортировки нефти и нефтепродуктов.

Трубопроводный транспорт – это экономически выгодный вид транспорта. Для перекачки одной тонны нефти или нефтепродукта по трубопроводу трудовые затраты уменьшаются в 10 раз по сравнению с перевозкой нефти по железным дорогам. Этот вид транспорта ежегодно экономит труд примерно 750 тысяч человек. Ему свойственны: универсальность, отсутствие потерь грузов в процессе транспортировки при полной механизации и автоматизации трудоёмких погрузочно-разгрузочных работ, возврата тары и др. В результате этого снижается себестоимость транспортировки.

Объем транспортируемой по трубопроводам нефти составляет 93 % от общего объема транспортировки. Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам (далее МН) вызывает необходимость в обеспечении надежной работы трубопроводных систем.

Аварии на магистральных нефтепроводах влекут за собой не только большой экономический ущерб, но также приносят вред, загрязняя окружающую среду, способствуют возникновению пожаров, а также могут повлечь за собой человеческие жертвы.

При транспортировке больших объемов нефти, высоких давлениях необходимо обеспечивать надежность магистральных нефтепроводов и предупреждение отказов, аварий. Естественное старение магистральных нефтепроводов и в связи с этим значительное повышение требований к их экологической безопасности – характерные особенности условий работы трубопроводного транспорта нефти.

Одним из основных направлений в системе обеспечения безопасности МН является очистка внутренней полости МН пропуском очистных устройств. Она необходима также для поддержания пропускной способности, предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, подготовки участка нефтепровода к внутритрубной инспекции и переиспытаниям. Автоматическое управление очисткой реализуется при помощи систем автоматизации камер приёма пуска средств очистки и диагностики (далее КПП СОД). Обеспечение наибольшей точности и скорости выполнения технологических операций на КПП СОД при наименьшем участии в них человека и наименьших энергозатратах является актуальной проблемой.

Существующий способ заправки очистного устройства в камеру пуска производится с помощью автомобильного крана. Предлагаемый способ заправки очистного устройства в камеру пуска будет производиться с помощью консольного крана. Предлагаемый способ менее трудоемкий и сокращает время на заправку СОД, а также снижает время на подготовительные работы, также обеспечивает высокую травмобезопасность.

Целью выпускной квалификационной работы является очистка магистрального нефтепровода очистным устройством СКР-4 и заправкой его при помощи установленного консольного крана возле камер приема-пуска средств очистки и диагностики на Ачинской ЛПДС.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучить принцип очистки нефтепровода;
- разработать конструкцию консольного крана;
- провести необходимые расчеты;
- сравнить затраты на проведения заправки с помощью автомобильного и консольного крана.

1 Общие сведения компании

1.1 Описание ОАО «АК «Транснефть»

ОАО Транснефть – российская транспортная монополия, оператор магистральных нефтепроводов России. Полное наименование – Открытое акционерное общество «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть».

«Транснефти» принадлежит свыше 70 тыс. км магистральных трубопроводов, более 500 насосных станций, компания транспортирует 93 % добываемой в России нефти [1].



Рисунок 1 – Схема нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефть»

В структуру системы АК «Транснефть» входят 12 дочерних обществ, основным видом деятельности которых является транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам и 1 общество – ОАО «АК «Транснефтепродукт», основным видом деятельности которого является организация транспортировки нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам. Кроме того, в структуру системы АК «Транснефть»

входят 12 сервисных организаций, основными видами деятельности которых являются: погрузочно – разгрузочная деятельность в морских портах; обеспечение технологической связью; ремонт подводных переходов, диагностика магистральных нефтепроводов; метрологическое обеспечение транспорта нефти; проектно-изыскательские работы; осуществление функций заказчика-застройщика; оказание услуг по ведению бухгалтерского, налогового и управленческого учета; оказание страховых услуг; негосударственное пенсионное обеспечение; издание профессионального журнала «Трубопроводный транспорт нефти» [1].

Таблица 1 – Структура системы АК «Транснефть»

№ п/п	Наименование общества	Виды деятельности	Акционеры (участники) общества
1.	Открытое акционерное общество «Сибнефтепровод» (ОАО «Сибнефтепровод»)	Транспортировка нефти	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
2.	Открытое акционерное общество «Магистральные нефтепроводы «Дружба» (ОАО «МН «Дружба»)	Транспортировка нефти	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
3.	Открытое акционерное общество «Приволжские магистральные нефтепроводы» (ОАО «Приволжскнефтепровод»)	Транспортировка нефти	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
4.	Открытое акционерное общество «Северо-Западные магистральные нефтепроводы» (ОАО «СЗМН»)	Транспортировка нефти	ОАО «АК «Транснефть» – 64 %, ОАО «Связьинвестнефтехим» – 36%
5.	Открытое акционерное общество «Транссибирские магистральные нефтепроводы» (ОАО «Транссибнефть»)	Транспортировка нефти	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
6.	Открытое акционерное общество «Урало-сибирские магистральные нефтепроводы имени Д.А.Черняева» (ОАО «Уралсибнефтепровод»)	Транспортировка нефти	ОАО «АК «Транснефть» – 75,5 %, Министерство земельных и имущественных отношений Республики Башкортостан – 24,5 %

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Наименование общества	Виды деятельности	Аktionеры (участники) общества
7.	Открытое акционерное общество «Верхневолжские магистральные нефтепроводы» (ОАО «Верхневолжскнефтепровод»)	Транспортировка нефти	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
8.	Открытое акционерное общество «Магистральные нефтепроводы Центральной Сибири» (ОАО «Центрсибнефтепровод»)	Транспортировка нефти	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
9.	Открытое акционерное общество «Северные магистральные нефтепроводы» (ОАО «СМН»)	Транспортировка нефти	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
10.	Открытое акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы» (ОАО «Черномортранснефть»)	Транспортировка нефти	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
11.	Общество с ограниченной ответственностью «Балтийские магистральные нефтепроводы» (ООО «Балтнефтепровод»)	Транспортировка нефти	ОАО «АК «Транснефть» – 54,2% ОАО «Верхневолжскнефтепровод» – 45,8%
12.	Открытое акционерное общество «Акционерная компания трубопроводного транспорта нефтепродуктов «Транснефтепродукт» (ОАО «АК «Транснефтепродукт»)	Организация транспортировки нефтепродуктов	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
13.	Открытое акционерное общество «Волжский подводник» (ОАО «Волжский подводник»)	Диагностика, ремонт подводных переходов	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
14.	Открытое акционерное общество «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» (ОАО «Гипротрубопровод»)	Разработка проектно-сметной документации	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
15.	Открытое акционерное общество «Связь объектов транспорта и добычи нефти» (ОАО «Связьтранснефть»)	Обеспечение технологической связью объектов магистральных нефтепроводов	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %

Окончание таблицы 1

№ п/п	Наименование общества	Виды деятельности	Акционеры (участники) общества
16.	Открытое акционерное общество «Центр технической диагностики» (ОАО ЦТД «Диаскан»)	Диагностика магистральных нефтепроводов	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
17.	Закрытое акционерное общество «Центр метрологического обеспечения» (ЗАО «Центр МО»)	Метрологическое обеспечение транспорта нефти	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
18.	Общество с ограниченной ответственностью «ТрансПресс» (ООО «ТрансПресс»)	Издательская деятельность	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
19.	Общество с ограниченной ответственностью «Центр управления проектом «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ООО «ЦУП ВСТО»)	Выполнение функций заказчика – застройщика ВСТО	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %
20.	Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть Финанс» (ООО «Транснефть Финанс»)	Оказание услуг по ведению бухгалтерского, налогового и управленческого учета	ОАО «АК «Транснефть» – 100 %

Основными направлениями деятельности Компании являются:

- оказание услуг в области транспортировки нефти и нефтепродуктов по системе магистральных трубопроводов в Российской Федерации и за ее пределами;
- проведение профилактических, диагностических и аварийно-восстановительных работ на магистральных трубопроводах;
- координация деятельности по комплексному развитию сети магистральных трубопроводов и других объектов трубопроводного транспорта;
- взаимодействие с трубопроводными предприятиями других государств по вопросам транспортировки нефти и нефтепродуктов в соответствии с межправительственными соглашениями;

- участие в решении задач научно-технического и инновационного развития в трубопроводном транспорте, внедрение нового оборудования, технологий и материалов;
- привлечение инвестиций для развития производственной базы, расширения и реконструкции объектов организаций системы ОАО «АК «Транснефть»;
- организация работы по обеспечению охраны окружающей среды в районах размещения объектов трубопроводного транспорта [2].

1.2 Общие сведения АО «Транснефть – Западная Сибирь»

Акционерное общество «Транснефть - Западная Сибирь» с 1991 года в качестве дочернего акционерного общества входит в состав ОАО «АК «Транснефть» и является надежным звеном системы магистральных нефтепроводов России, обеспечивая бесперебойную транспортировку нефти и нефтепродуктов в 4 регионах РФ (Омская, Новосибирская, Кемеровская области и Красноярский край) на нефтеперерабатывающие заводы Сибири, Дальнего Востока и для поставки на экспорт.

Предприятие эксплуатирует более 3665 км магистральных нефтепроводов: Омск – Иркутск, Анжеро-Судженск – Красноярск, Красноярск – Иркутск, Омск – Павлодар, «ТОН-2» (до границы с Республикой Казахстан). Протяженность магистральных нефтепродуктопроводов – 1017 км. Предприятие обслуживает 67,3 км подводных переходов, в том числе через реки Иртыш, Обь, Енисей.

Перекачку нефти осуществляют 19 магистральных нефтеперекачивающих станций, перекачку нефтепродуктов – 6 нефтепродуктоперекачивающих станций. Общая емкость резервуарного парка предприятия составляет 2061 тыс. м³.

Основными видами деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь» являются:

- эксплуатация объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов;
- транспортировка по магистральным трубопроводам нефти и нефтепродуктов;
- хранение нефти и нефтепродуктов;
- приобретение и реализация нефти и нефтепродуктов;
- строительство, техническое перевооружение и реконструкция объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, зданий и сооружений;
- ремонт объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, зданий и сооружений;
- охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов [3].

1.3 Общие сведения Красноярского районного нефтепроводного управления

Красноярское районное нефтепроводное управление (далее РНУ) в настоящее время обслуживает три участка магистральных нефтепроводов:

- «Омск – Иркутск»;
- «Анжеро-Судженск – Красноярск»;
- «Красноярск – Иркутск».

Также имеет подводящий МН на комплекс перевалки нефти Уяр и шлейф на Ачинский НПЗ. В составе красноярского РНУ входят:

- две линейные производственно-диспетчерские станции (далее ЛПДС) – Ачинская и Рыбинская;
- три нефтеперекачивающие станции (далее НПС) – «Кемчугская», «Пойменная» и «Вознесенка»;
- участок производственно-технического обслуживания и комплектации;
- база производственного обслуживания;

- центральная ремонтная служба;
- цех технологического транспорта и спецтехники [4].



Рисунок 2 – Схема нефтепроводов ОАО «Транснефть» красноярское РНУ

1.4 Краткое описание Ачинской ЛПДС

«Ачинская» ЛПДС была введена в эксплуатацию в 1972 г. Она входила в состав объектов второй очереди нефтепровода Омск – Иркутск.

Назначение Ачинской ЛПДС заключается в обслуживании участков нефтепроводов «Омск» – «Иркутск», «Анжеро-Судженск» – «Красноярск», а также снабжения нефтью Ачинского НПЗ в системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» по трубопроводам диаметром 720 мм и 1020 мм. Сама АЛПДС располагается на 296,5 км нефтепровода. Протяженность обслуживаемого участка магистрали составляет 85 км, а участок нефтепровода на Ачинский НПЗ – 16 км.

В 1995 г. на ЛПДС была произведена реконструкция модернизированы система автоматического управления, станция пожаротушения и котельная.

Ачинская ЛПДС занимает площадь около 6,1 га. Станцию оснастили четырьмя магистральными насосами НМ2500х230.

Кроме того, были построены площадки регуляторов давления и погружных насосов, возведены емкости для аварийного сброса нефти, здание маслосистемы с технологическим оборудованием, смонтированы фильтры-грязеуловители, блок системы сглаживания волн давления, дизельная электростанция, насосная станция пожаротушения, открытое распределительное устройство и др.

Принцип работы ЛПДС предусматривает так называемую малолюдную технологию [5].

2 Эксплуатация магистрального нефтепровода

Эксплуатация магистрального трубопровода представляет совокупность следующих процессов:

- прием и перекачка нефти и нефти продукта;
- технического обслуживания (очистка, диагностика, защита от коррозии);
- ремонта объектов магистральных нефтепроводов.

2.1 Очистка внутренней полости магистральных нефтепроводов

В процессе работы на внутренних стенках МН накапливаются различные отложения, которые влекут за собой негативные последствия на нормальную работу нефтепровода, а также на достоверность информации, получаемой при диагностическом обследовании внутритручными инспекционными снарядами.

Организация и проведение работ по очистке полости магистральных нефтепроводов направлены на достижение следующих целей:

- предупреждение развития внутренней коррозии трубопроводов-удаление скоплений агрессивных отложений, агрессивных сред (воды, газа и других);

- снижение затрат на перекачку нефти, поддержание проектной пропускной способности нефтепроводов- удаление парафино- смолистых отложений, песка и глины, а также посторонних предметов;

Существуют следующие виды очистки:

- периодическая – для удаления парафиновых отложений, скоплений воды и газа с целью поддержания проектной пропускной способности нефтепроводов;

- целевая – для удаления остатков герметизаторов после проведения ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов;

- преддиагностическая – подготовка магистральных нефтепроводов к диагностированию [6].

2.1.1 Роль очистных работ магистрального трубопровода в технической эксплуатации

С целью поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также для подготовки участка нефтепровода к внутритрубной инспекции и переиспытаниям должна проводиться очистка внутренней полости магистрального нефтепровода пропуском очистных устройств.

Очистные устройства, используемые для проведения очистки, должны быть укомплектованы щётками, чистящими, и щёточными дисками с номинальными размерами, указанными в «Руководстве по эксплуатации скребка».

Очистные устройства рекомендуется оборудовать низкочастотными передатчиками во взрывозащищенном исполнении, которые в комплекте с наземными переносными детекторами позволяют контролировать прохождение очистных скребков по участку нефтепровода и обнаруживать места их возможной остановки (застревания) [7].

2.1.2 Факторы, вызывающие образование отложений

В полости магистральных нефтепроводов могут образовываться и накапливаться:

- парафино-смолистые отложения;
- агрессивные отложения;
- скопления воды;
- скопление газа;
- грунт, песок, камни, электроды и другие посторонние предметы.

Парафиновые отложения представляют собой многокомпонентную углеводородную смесь, состоящую из твердой и жидкой фазы.

В зависимости от состава и содержания твердых углеводородов прочность отложений существенно различается.

Образование парафино-смолистых отложений связано с выделением их из транспортируемой нефти и является результатом закрепления части на стенках труб и выноса их потоком жидкости. В зависимости от интенсивности того и другого процессов имеет место парафинезация, размыв или состояние динамического равновесия [8].

Интенсивность образования парафино-смолистых отложений зависит от физико-химических свойств нефти, температуры потока и гидродинамических условий перекачки.

Воздействие на трубу агрессивных отложений, вызывающих образование внутренней коррозии трубопроводов, обусловлено действием сероводородного фактора, присутствием воды, растворов соли и механических примесей, способных образовывать гальванические пары, что связано с особенностями подготовки нефти к транспортированию, проведением ремонтов с использованием глиняных и грунтовых пробок.

Посторонние предметы остаются в полости магистральных нефтепроводов после их ремонта [9].

2.2 Антикоррозионная защита трубопроводов, оборудования и арматуры

При проектировании средств защиты подземных и надземных сооружений узла пуска-приема СОД от подземной и атмосферной коррозии учтены требования ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

Защита подземных сооружений узлов от коррозии, независимо от коррозионной активности грунта и района их прокладки, осуществляется комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты.

Противокоррозионная защита подземных и надземных сооружений узлов пуска-приема СОД обеспечивает их надежную работу в течение всего срока эксплуатации [10].

3 Проект производства работ по очистке участка магистрального трубопровода «Ачинск»- «Кемчуг»

3.1 Подготовительные работы

Не позднее, чем за 1 час до начала работ по запасовке ОУ начальник ЛЭС обязан обеспечить проверку готовности участка нефтепровода к пропуску очистного устройства:

- проверить полноту открытия линейных задвижек;
- проверить на открытие-закрытие задвижки КПП СОД и узлов пропуска СОД НПС, которые будут задействованы в технологических переключениях при пуске, пропуске и приеме ОУ;
- проверить исправность камер пуска, пропуска и приема СОД;
- произвести очистку камеры приема СОД от асфальтосмолопарафиновых веществ;

- не позднее, чем за 1 час до начала работ по запасовке очистного устройства переключить камеру приёма СОД на конечном участке нефтепровода на приём скребка и оформить «Акт подготовки камеры приема СОД к приему очистного устройства»;

- внести в «Акт готовности участка нефтепровода к пропуску очистного устройства» сведения о положении задвижек на узлах пуска, пропуска и приёма СОД, в котором они находятся за 1 час до начала работ по запасовке ОУ.

Результаты выполнения каждого пункта проверки вносятся начальником ЛАЭС в соответствующие разделы «Акта готовности участка нефтепровода к пропуску очистного устройства» [11].

3.2 Подбор оборудования

Для проведения очистных работ участок магистрального трубопровода «Ачинск» – «Кемчуг» оснащен:

- камера пуска «Ачинская» НПС;
- камера приема «Ачинская» НПС;
- очистное устройство СКР – 4;
- маркерные передатчики.

Камера запуска «Ачинская» НПС.

Заводской № 63666.

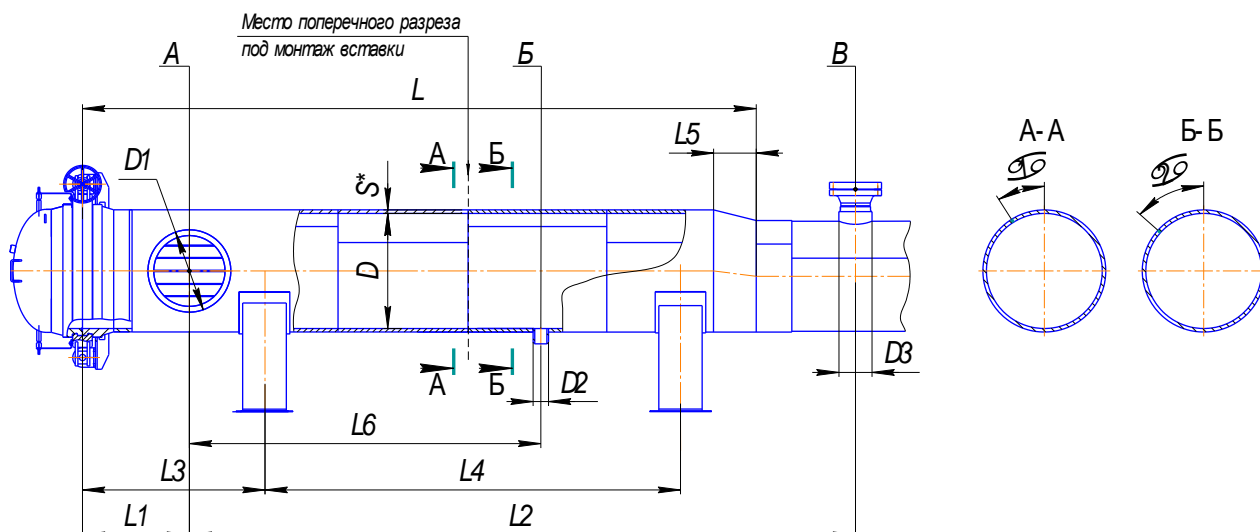
Изготовитель ГП «Салаватнефтемаш»

Изготовлена: Январь 1997 года.

Назначение: для периодического запуска по нефтепроводам, скребков, поршней- разделителей, дефектоскопов и других топочных устройств.

Давление:

- рабочее, $P = 7,5$ МПа;
- расчетное, $P_p = 7,5$ МПа;
- гидравлическое пробное, $P_{np} = 11,2$ МПа.



А – патрубок подвода нефти; Б – патрубок дренажа; В – патрубок для установки запасовочного устройства.

Рисунок 3 – Камера пуска СОД

Температура:

- рабочей среды – от - 5 до + 80 °С;
- расчетной стенки – 100 °С;
- рабочей стенки камеры – от - 60 до + 80 °С.

Характеристика среды: Устройство предназначено для эксплуатации в наружных взрывоопасных установках класса в-Іг, где могут образовываться взрывоопасные, пожароопасные, вредные, легковоспламеняющиеся жидкости или газы, образующие взрывоопасные смеси категории ПА групп Т1, Т2, Т3 по ГОСТ 12.1.011-78 [12]. Класс опасности- 3,4 по ГОСТ 12.1.005-78 [13].

Камера приема «Ачинская» НПС.

Заводской № 63666.

Изготовитель ГП «Салаватнефтемаш»

Изготовлена: Январь 1995 года.

Назначение: для периодического приема по нефтепроводам, скребков, поршней – разделителей, дефектоскопов и других топочных устройств.

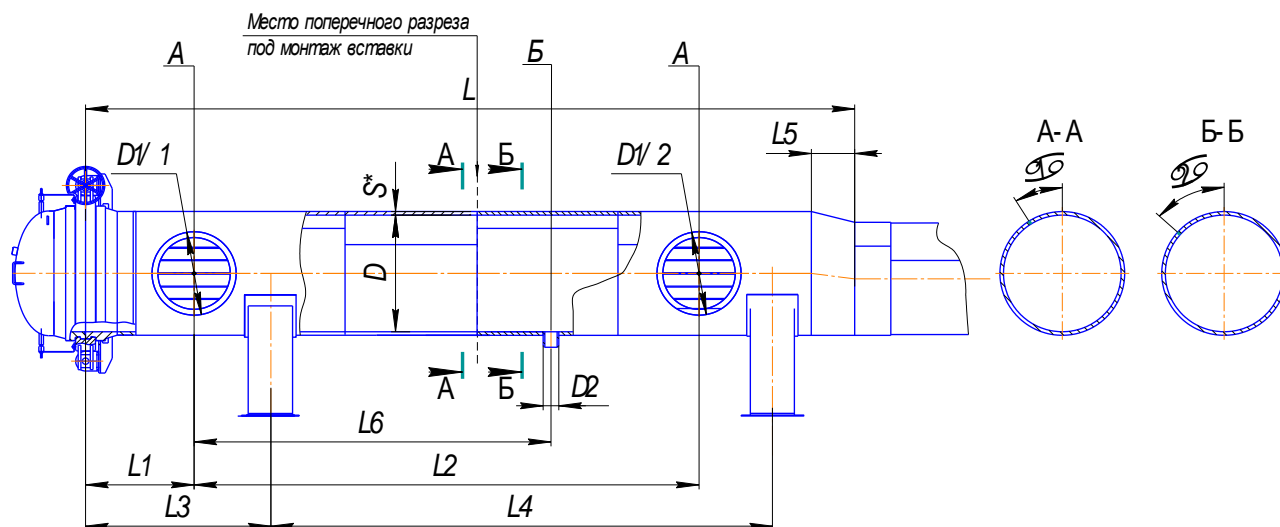
Давление

- рабочее, $P = 7,5$ МПа;
- расчетное, $P_p = 7,5$ МПа;
- гидравлическое пробное, $P_{пр} = 11,2$ МПа.

Температура:

- рабочей среды – от -5 до $+80$ °С;
- расчетной стенки – 100 °С;
- рабочей стенки камеры – от -60 до $+80$ °С.

Характеристика среды: Устройство предназначено для эксплуатации в наружных взрывоопасных установках класса в-Іг, где могут образовываться взрывоопасные, пожароопасные, вредные, легковоспламеняющиеся жидкости или газы, образующие взрывоопасные смеси категории ПА групп Т1, Т2, Т3 по ГОСТ 12.1.011-78 [12]. Класс опасности- 3,4 по ГОСТ 12.1.005-78 [13].



А – патрубок отвода нефти; Б – патрубок дренажа

Рисунок 4 – Камера приема СОД

Односекционный скребок четвертого конструктивного ряда с подпружиненными рычагами – СКР4.

Разработан и изготовлен фирмой ОАО ЦТД «Диаскан». Предназначен для внутренней очистки трубопровода от парафинсодержащих, твердых и смолистых отложений, посторонних ферромагнитных предметов со стабильным уровнем качества очистки на всем протяжении очищаемого участка. Скребок, помещенный в очищаемый трубопровод, движется вместе с потоком перекачиваемого продукта и производит очистку внутренней поверхности трубопровода.

Таблица 2 – Основные технические данные

Наименование параметра	Значение
Рабочая среда эксплуатации	вода, нефть, нефтепродукты, природный газ двухфазная среда (нефть с включением газа)
Максимальное давление рабочей среды эксплуатации (определяется типом устанавливаемого передатчика для скребка), Мпа - для ПДС.00-00.000, ПДС.00-00.000-01, 10-ТРМ.00-00.000 - для ПДС.01-00.000-01	 8 14
Температура среды эксплуатации (t_a), °C	от минус 15 до плюс 50
Наименьший радиус поворота строительной оси трубопровода на 90°C, проходимый скребками	1,5 D_y
Наименьший внутренний диаметр трубопровода, проходимый скребками в местах местных сужений	85% D_n
Скорость движения скребков в трубопроводе, м /с	от 0,2 до 5*
* при наличии на участке трубопровода сужений менее 90% D_n и поворотов с радиусом 3 D_y и менее- скорость движения скребка должна быть не менее 1 м/с;	

Область применения – магистральные нефтегазопроводы, включая взрывоопасные зоны класса 0 согласно классификации ГОСТ Р 51330.9-99 [14], в которых возможно образование взрывоопасных

смесей категории II А по ГОСТ Р 51330.11-99 [15], группы Т3 по ГОСТ Р 51330.5-99 [16].

Скребок 28-СКР4.00-00.000 наружный диаметр трубопровода по ГОСТ 8732-78 [17], ГОСТ 10704-91 [18] $D_H = 720$ мм.

Таблица 3 – Габаритно-массовые характеристики скребков

Обозначение скребка	Наименование и значение параметра		
	длина скребка, мм	наружный диаметр манжет, мм	масса скребка, кг
28-СКР4.00-00.000	1669	715	430

Таблица 4 – Перечень основных узлов и деталей, входящих в состав скребка 28-СКР4.00-00.000

Поз.	Наименование детали	Кол.
1	Передачик для скребка	1
2	Бампер	2
3	Корпус	1
4	Рычаг	1
5	Фланец	1
6	Проставка	1
7	Щетка	1
8	Прокладка	1
9	Пружина	1
10	Втулка	1
11	Заглушка	1
12	Угольник	1
13	Пластина	2
14	Шайба	1
15	Манжета чистящая	2

Окончание таблицы 4

Поз.	Наименование детали	Кол.
16	Пластина чистящая	1
17	Болт	5
18	Винт	1
19	Гайка	1
20	Шайба	5
21	Шпилька	3
22	Шплинт	1
23	Гайка самостопорящаяся	3

В комплектность скребка входят:

- скребок;
- комплект эксплуатационных документов согласно ведомости эксплуатационных документов;
- комплект ЗИП согласно ведомости ЗИП;
- комплект вспомогательного оборудования;
- комплект сменных частей оборудования;
- комплект пластин компенсационных;

ПДС в комплект поставки скребка поставляются по отдельному заказу.

Основным несущим элементом скребка является корпус, представляющий собой несущую конструкцию, состоящую из обечаек и фланцев.

Все очистные устройства оснащены передатчиками во взрывозащищенном исполнении, которые совместно с низкочастотными локаторами позволяют контролировать прохождение очистного устройства по нефтепроводу.

Маркерный передатчик.

Очистное устройство перемещается по трубе с потоком перекачиваемой нефти. Для контроля продвижения очистного устройства по нефтепроводу

вдоль него устанавливаются электронные маркеры. Электронные маркеры устанавливаются над осью нефтепровода, в местах установки километровых или маркерных знаков. И расстояние между местами их установки должно составлять не более 2 км.

Для определения места прохождения очистного устройства на трассе нефтепровода, все они снабжены специальными приемопередатчиками, по сигналам которых фиксируется прохождение маркерных отметок. Маркерных отметок на участке «Каштан» – «Ачинск» – «Кемчуг» насчитывается 17 шт.

3.3 Технология проведения работ

Периодическая (плановая) очистка выполняется согласно утвержденному плану при текущей эксплуатации с целью очистки от парафиновых отложений, скоплений воды и предупреждения развития внутренней коррозии трубопровода.

Такая очистка предназначена для обеспечения плановых показателей пропускной способности нефтепровода и энергозатрат на перекачку нефти.

Предусмотрены следующие этапы технологии проведения работ:

- подготовка СОД;
- подготовка схемы линейной части к пропуску СОД;
- подготовка камеры приема;
- подготовка и запуск СОД;
- пропуск СОД;
- извлечение СОД.

3.4 Запасовка снаряда в камеру пуска

Запасовка внутритрубного снаряда в камеру пуска производится после проведения подготовительных мероприятий и оформления наряда – допуска.

На период запасовки СОД необходимо:

- отключить близко находящиеся системы катодной защиты;

- автотракторную технику установить с подветренной стороны относительно концевого затвора. Запрещается располагать работающие механизмы в прямках концевых затворов;

- применять грузоподъемные автокраны, укомплектованные исправными искрогасителями и исправными стропами.

Последовательность действий при заправке СОД:

проверить полное закрытие задвижек камеры пуска СОД;

отключить автоматы задвижек, вывесить плакаты безопасности;

по манометру пусковой камеры проверить отсутствие избыточного давления;

при наличии избыточного давления в камере снизить давление в пусковой камере на 2 кг/см^2 через задвижки в дренажную емкость, задвижки после этого закрыть. Убедиться в герметичности задвижек контролируя отсутствие роста давления по манометру на пусковой камере в течении 30 минут.

При отсутствии роста давления в камере открыть задвижки и задвижки для выпуска воздуха. Произвести сброс нефти из пусковой камеры в дренажную емкость.

При полном освобождении камеры закрыть задвижку. При сбросе нефти из пусковой камеры контролировать рост уровня нефти в дренажной емкости и при необходимости произвести откачку нефти из дренажной емкости.

При отсутствии роста уровня нефти в камере проверить исправность затвора, путем внешнего осмотра и открыть концевой затвор.

Перед открытием затвора транспортно – запасочное устройство должно быть надежно соединено с камерой пуска кабелем заземления. Запрещается отсоединять кабель заземления до закрытия камеры.

Для открытия концевого затвора устанавливаются натяжные винты-штурвалы, надежно зафиксировав их болтами. Отвести ограничительные защелки, равномерно вращая штурвалы развести полумуфты.

Установить поддон, открыть крышку затворов при помощи рукояток,

Зафиксировать в крайнем положении стопорным пальцем. Дать выдержку во времени для дегазации и проветривания камеры.

Запрещается нахождение персонала у открытой камеры во время ее вентилирования.

Провести газоанализ воздушной среды перед дальнейшим продолжением работ. Замеры загазованности производить в рабочей зоне через каждые 30 минут и перед каждой операцией.

Выставить корыто на необходимый уровень и поместить на него СОД с помощью ГПМ. Перед запасовкой специальных очистных скребков, магнитных скребков и магнитных инспекционных зарядов имеющих металлические щетки. Для предотвращения искрообразования, а трение щеток при запасовки на рабочую поверхность щеток нанести синтетический солидол. Начальную расширенную поверхность камеры пуска по длине не менее 500мм смазать смазки.

С помощью ГПМ снять заглушку с патрубка пусковой камеры, предназначенной для установки специального приспособления при запуске СОД.

Через открытый патрубок протянуть трос через пусковую камеру, трос должен быть смазан консистентной смазкой и закрепить его конец за передний бампер СОД.

С помощью ГПМ установить приспособление на патрубок камеры и правильно пропустить через него трос.

Продвинуть транспортно-запасовочное устройство с СОД вплотную к открытому затвору камеры и при необходимости подрегулировать его высоту, чтобы СОД плавно входил в пусковую камеру без перекосов.

С помощью ручной лебедки и штатного транспортного запасовочного устройства – корыта, запасовать СОД до вхождения первого диска в трубопровод номинального диаметра. Запрещается производить запасовку СОД заталкиванием с применением автотракторной техники, труб и штанг без использования транспортно – запасовочного устройства.

После завершения запасовки проверить правильное размещение СОД в камере, в кромке первой манжеты прижатой к трубе по всей окружности. Отсутствует перекос положение устройства в камере.

Произвести внешний осмотр уплотнительных элементов, сопрягаемых поверхностей концевой затвора, крепежных деталей и хомутов. На предмет целостности и отсутствие дефектов, грязи, посторонних предметов.

Демонтировать патрубком приспособление для запасовки СОД, вытащить трос и установить заглушку.

Закрыть концевой затвор пусковой камеры. После закрытия камеры проверить отсутствие перекоса затвора, качества прилегания сопрягаемых поверхностей, повесить табличку о нахождении СОД в пусковой камере.

Надежно соединить задвижки выпуска воздуха с емкостью для сбора паровоздушной смеси. Прокладку линии от штуцера задвижки для выпуска паровоздушной смеси из камеры к передвижной емкости, производить исправными рукавами и надежно их присоединить к штуцерам насечками при помощи стяжных хомутов. Если камера соединена с подземной емкостью трубным соединением, то полностью открыть задвижки выпуска воздуха.

При заполнении камеры нефтью необходимо соблюдать следующие требования:

- запрещается запуск паровоздушной смеси в атмосферу при заполнении камеры нефтью;
- для исключения «эффекта Дизеля» подача нефти в камеру не должна превышать по производительности выпуск воздуха через воздушники.

Заполнить камеру пуска нефтью через задвижки, одновременно дренируя воздух через задвижки. Скорость заполнения камеры нефтью из магистрального нефтепровода регулируется задвижкой и зависит от условного диаметра пусковой камеры.

После заполнения камеры закрыть задвижки, довести давление до рабочего и закрыть задвижки, после чего опрессовать камеру рабочим давлением в течении 10 минут. Запрещается нахождение персонала со стороны

крышки и сектора возможного ее вылета на расстоянии 100м, при наполнении камеры нефтью и во время опрессовки рабочим давлением.

Произвести осмотр концевого затвора, задвижек и приборов камеры.

Доложить об окончании работ по запасовки дежурному оператору НПС или диспетчеру РДП.

Порядок действий при запасовке СОД:

- снять плакаты безопасности и включить автоматы задвижек;
- открыть задвижку на все 100% с замером длины выдвинутого штока;
- на АРН оператора НПС установить режим имитации открытия задвижки, для предотвращения готовности попадания к пуску магистральных агрегатов НПС находится в режиме АВР;

- перевести управление задвижкой в местный режим и закрыть задвижку до выхода СОД из камеры пуска;

- после прохождения СОД задвижки и тройника на задвижку оператору НПС, по докладу ответственного лица за запуск СОД и срабатывания СКР, зафиксировать точное время запуска СОД и выполнить обратные переключения и следующие операции

- открыть задвижку;
- перевести ключ управления с местного режима на автоматический;
- закрыть задвижки.

После выполнением оператора НПС переключений, бригаде произвести сброс нефти в дренажную емкость, открыть задвижки и задвижки для выпуска воздуха. При полном освобождении камеры закрыть задвижки выпуска воздуха.

Доложить телефонограммой дежурному оператору НПС или диспетчеру РДП об окончании работ по запуску СОД.

Подготовка камеры приема.

Этапы подготовки камеры приема:

- очистка камеры от парафина и асфальтосмолистых отложений;
- проверка исправности всех узлов и устройств камеры;

- заполнение камеры нефтью и опрессовка;
- открытие линейной задвижки.

Очистка камеры от парафина и асфальтосмолистых отложений лучше проводить после извлечения предыдущего СОД, используя искробезопасный инструмент. После проведения данной операции закрыть затвор камеры.

Проверка исправности всех узлов и устройств камеры проводится путем внешнего осмотра, все неисправности должны быть удалены до начала работ.

При заполнении камеры нефтью и опрессовке важно учесть два жестких требования:

- запрещается выпуск паровоздушной смеси в атмосферу;
- выпуск паровоздушной смеси проводят в специальных передвижных емкостях для сбора конденсата и нефтепродукта (АКН), или в подземные емкости соединенными с задвижками выпуска воздуха надежными трубными соединениями. Для исключения «эффекта Дизеля» подача нефти в камеру не должна превышать по производительности выпуск воздуха через задвижки выпуска воздуха.

Последовательность заполнения камеры:

- надежно соединить задвижку с емкостью для сброса паровоздушной смеси. При использовании АКН операцию производить исправными рукавами и надежно присоединить их к штуцерам с насечками при помощи стяжных хомутов. Если воздушник камеры соединен с подземной емкостью трубным соединением, полностью открыть его для выпуска воздуха;
- проверить, что задвижки узла пуска находятся в закрытом положении;
- заполнить камеру приема нефтью через задвижки, одновременно дренируя воздух через задвижку. Скорость заполнения камеры из МН регулируется задвижкой и зависит от условного диаметра камеры приема, в соответствии с приведенной таблицей. После заполнения камеры закрыть задвижку;
- довести давление до рабочего и закрыть задвижку;

- опрессовать камеру рабочим давлением в течении 10 минут, контролировать давление в камере по манометру.

Запрещается нахождение персонала со стороны крышки и сектора возможного его вылета на расстояние 100 м при наполнении камеры нефтью и во время опрессовки рабочим давлением.

Открытие линейной задвижки после подготовки линейной части и камер пуска/приема.

Составляется акт готовности трассы к пропуску очистного устройства, направляется в отдел технической эксплуатации РНУ до запуска СОД [19].

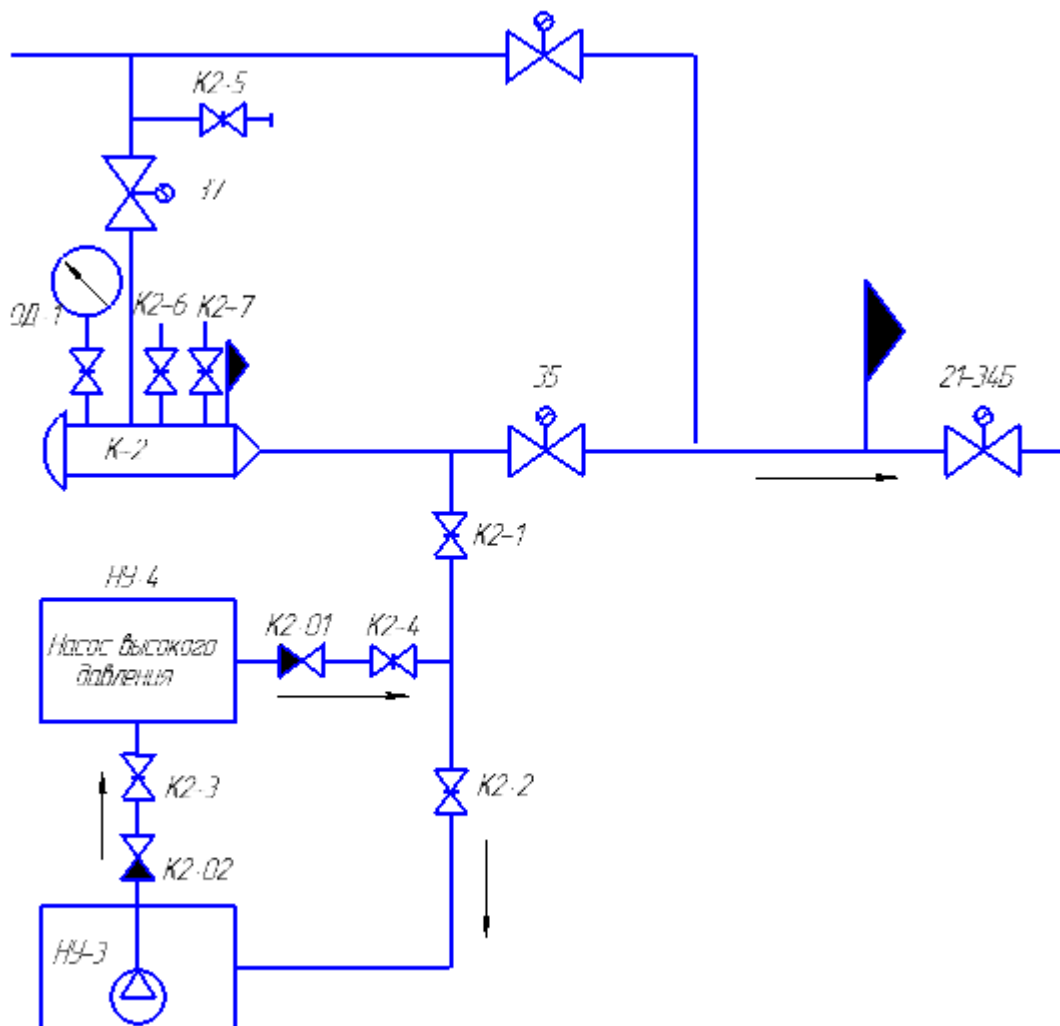


Рисунок 5 – Гидравлическая схема камеры пуска

Мероприятия по предотвращению гидравлического удара.

1) Открытие задвижки для заполнения КПП СОД нефтью из магистрального нефтепровода производить поэтапно: сначала в ручном режиме, затем при помощи электрического привода.

2) Открытие заполняющей задвижки в ручном режиме производится в зависимости от диаметра нефтепровода на величину, указанную в таблице 5.

3) Полное открытие заполняющей задвижки при помощи электрического привода допускается производить только после заполнения КППСОД нефтью и выравнивания давления до и после отсекающей задвижки.

Таблица 5 – Величина открытия задвижки в зависимости от диаметра трубопровода

Условный диаметр нефтепровода, мм	200	250	300	350	400	500	700	800	1000	1200
Диаметр патрубка подвода/отвода нефти, мм	150		200	250		300	500		700	800
Величина открытия заполняющей задвижки в ручном режиме, мм	10		15	20		25	40		55	65

3.5 Контроль прохождения СОД по трубопроводу

Контроль прохождения СОД по трубопроводу осуществляется бригадами сопровождения ОАО МН на контрольных пунктах в соответствии с графиком прохождения СОД, разработанным ОАО МН с учётом скорости движения ОУ. Запрещается производить пропуск по трубопроводу средств очистки и диагностики без их контроля бригадами сопровождения.

ОАО МН на основании плана-графика работы нефтепровода и карт технологических режимов работы нефтепровода производит расчет времени движения СОД по участку нефтепровода и время прохождения контрольных точек. Время прохождения СОД контрольных точек заносится в график прохождения СОД по участку МН.

Согласованный отделами и службами ОАО МН график прохождения СОД по участку МН не позднее, чем за одни сутки до начала очистки направляется управляющему диспетчеру (РДП, ТДП), диспетчеру РНУ и в ЛАЭС.

Каждая бригада сопровождения должна быть оснащена приборами для контроля прохождения и определения положения СОД в трубопроводе - низкочастотными и акустическими локаторами. Количество бригад сопровождения определяется в зависимости от протяженности участка:

Расстояние между контрольными пунктами не должно превышать 5 км. Контрольные пункты должны быть расположены над осью трубопровода. Верхняя образующая трубопровода в местах расположения контрольных пунктов должна находиться на глубине не более 2 метров. При большей глубине залегания трубопровода необходимое расстояние от поверхности земли до верхней образующей нефтепровода обеспечивается ОАО МН путем устройства шурфа.

Передвижение бригад при сопровождении СОД осуществляется вдоль трассы нефтепровода. При наличии на пути бригады сопровождения преград (овраги, водные преграды и т.д.) в графике движения бригад должны быть указаны пути их объезда.

Контрольные параметры работы нефтепровода.

Результаты очистки МН контролируются по показателям:

- пропускная способность МН;
- эффективный диаметр;
- удельные энергозатраты.

Данные параметры определяются при установленном и контрольных режимах работы нефтепровода.

Установленный режим – это режим работы нефтепровода продолжительностью не менее восьми часов в течение суток после завершения очистки.

Контрольный режим – это режим работы нефтепровода идентичный установленному режиму по включенному в работу насосному оборудованию и другим показателям продолжительностью не менее восьми часов, при котором проверяются показатели.

3.6 Порядок действий в случае застревания СОД

В случае, если СОД не прошло контрольный пункт в контрольное время, указанное в графике движения бригад, ответственный руководитель бригады сопровождения в течение 15 минут сообщает об этом руководителю работ от ОАО МН и руководителям остальных бригад сопровождения.

В случае, если контроль за прохождением СОД по трубопроводу не удалось восстановить в течение 4 часов после истечения контрольного времени, указанного в графике движения бригад, СОД считается застрявшим и руководитель работ от ОАО МН сообщает об этом главному инженеру РНУ и организует работы по определению местоположения СОД в трубопроводе.

Поиск местоположения застрявшего СОД в трубопроводе ведётся бригадами сопровождения с использованием акустических и низкочастотных локаторов в направлении, противоположном направлению движения СОД.

После определения местоположения застрявшего СОД в трубопроводе ОАО МН производит его вырезку с участием представителей ОАО ЦТД «Диаскан».

ОАО МН в течение одних суток после вырезки ОУ приказом создаёт комиссию из представителей ОАО МН и представителей ОАО ЦТД «Диаскан» (по согласованию) по расследованию причин застревания СОД.

Комиссия проводит расследование, определяет причины застревания СОД и в срок не более трех дней от даты создания комиссии оформляет «Акт расследования». К «Акту расследования» прилагается «План мероприятий по

предотвращению застреваний СОД», утвержденный генеральным директором ОАО МН.

ОАО МН в срок не более трех дней от даты создания комиссии представляет подписанный членами комиссии «Акт расследования» и «План мероприятий в ОАО «АК «Транснефть».

3.7 Порядок приема очистного устройства

После прихода в КПП СОД очистное устройство извлекается:

- в течение суток при выполнении периодической и внеочередной очистки;
- в течение трех часов при выполнении преддиагностической очистки.

При очистке участков нефтепроводов эксплуатируемых несколькими ОАО (ООО) МН, принявшее ОУ ОАО (ООО) МН обязано:

- в течение суток произвести очистку ОУ;
- не позднее трех рабочих дней доставить ОУ в смежное ОАО (ООО) МН.

После извлечения ОУ из камеры приёма СОД, ЛАЭС в течение одних суток должно произвести очистку ОУ от асфальтосмолопарафиновых веществ.

Утилизация продуктов очистки после проведения очистки участка МН и технического обслуживания очистных устройств производится в установленном ОАО (ООО) МН порядке.

3.8 Очистка скребка, утилизация остатков

Очистка от парафина и от асфальтосмолопарафиновых отложений выполняется после извлечения скребка из приемной камеры и должна быть проведена после одних суток после извлечения.

Очистку очистного устройства проводят при помощи пара под высоким давлением или иным способом. При этом особое внимание следует обратить на

очистку внутренней полости корпуса. Для исключения забивания парафиносодержащими отложениями байпасных отверстий.

Визуальный контроль не допускает наличие механических повреждений корпуса, пропускных деталей, фланцев и бамперов, влияющую на эксплуатационную характеристику ОУ. Особое внимание обратить на состояние сварных швов; трещины в сварных швах не допускаются.

Утилизация остатков.

При проведении работ следует предусматривать мероприятия по охране окружающей природной среды с соблюдением требований природоохранительного законодательства и действующих нормативных документов.

Шлам очистки трубопровода является основным специфическим отходом эксплуатации объектов нефтепровода, является пожароопасным и относится к 3 классу опасности по ФККО – 5460150104033 [20].

Не допускается попадание шлама очистки трубопровода в грунт, поверхностные и грунтовые воды.

Для исключения попадания шлама очистки трубопровода в окружающую среду площадка узла СОД должна быть оборудована в соответствии с РД-16.01-60.30.00-КТН-001-1-05 [21].

На узлах приема СОД должны быть предусмотрены стационарные металлические поддоны для сбора шлама очистки трубопровода в период проведения работ по извлечению СОД из камеры приема.

3.9 Контроль качества

За контролем качества при пропуске СОД следит диспетчер РДП и бригада сопровождения.

Скорость прохождения СОД и его ориентируемое местонахождение контролируется по времени прохождения контрольных точек. Информация о

продвижении СОД заноситься в «Журнал контроля движения средств очистки и диагностики».

В случае уменьшения скорости передвижения СОД ниже рекомендуемой или его полной остановки диспетчер РДП в течении 5 минут после получения информации докладывает диспетчеру ТДП и в дальнейшем действует по его указаниям.

Бригада сопровождения, оснащенная низкочастотным и акустическим локаторами при пропуске СОД:

- контролирует прохождения СОД по трассе нефтепровода;
- сообщает диспетчеру РДП фактическое время прохождения СОД контрольных пунктов;
- передают контроль за прохождением СОД контрольных пунктов бригаде смежно МН.

3.10 Предоставление отчетности и оформление документации по очистке нефтепровода

Контроль выполнения «Плана очистки магистральных нефтепроводов».

Отчет по очистке нефтепроводов РНУ (УМН) за квартал представляется в отдел эксплуатации ОАО (ООО) МН ежеквартально до 8 числа.

Отчет по очистке МН ДО за квартал и сводный отчет по очистке МН ДО за квартал представляется в отдел МН и НБ и отдел экологической безопасности и рационального природопользования ОАО «АК «Транснефть» ежеквартально до 10 числа месяца, следующего за отчетным кварталом.

При проведении внеочередной очистки ОАО (ООО) МН в срок 5 дней после ее проведения представляется отчет в отдел МН и НБ ОАО «АК «Транснефть».

Порядок оформления документации при проведении очистки.

Перед пропуском ОУ начальник ЛАЭС оформляет за сутки до проведения работ:

- акт готовности участка нефтепровода к пропуску очистного устройства; при проверке технического состояния на камере пуска СОД, непосредственно перед началом работ по запасовке ОУ:

- акт готовности очистного устройства к проведению очистки;
- акт технического состояния манжет и дисков очистного устройства. В течении суток после приёма очистного устройства начальник ЛЭС оформляет:
- акт приёма очистного устройства.
- акт технического состояния манжет и дисков очистного устройства;
- результаты проведения очистки участков нефтепроводов в «Журнале учета очистки нефтепровода».

4 Модернизация камер пуска и приема средств очистки и диагностики

Модернизация камер приема и пуска представляет собой установку консольного крана ККР-3

Назначение конструкции заключается в погрузочно-разгрузочных работах ОУ из грузовой машины на площадку камеры, а также помощь при запасовки очистного устройства в камеру пуска СОД.

4.1 Описание конструкции

Кран консольный поворотный – грузоподъемный механизм, используемый для обслуживания производственных участков ограниченной площади. Там где сложно или не нужно применять большой кран используется консольный кран.

Достаточно часто можно увидеть консольный кран, установленный на открытой рабочей площадке. Может работать на открытом воздухе при температуре в диапазоне от -35 до +40 °С.

Консольный кран бывает с полным (на 360°) или частичным поворотом стрелы. Консольный кран поворотный на неподвижной или подвижной колонне. Консольный кран настенного исполнения, подвижный вдоль стены или закреплённый на одном месте.

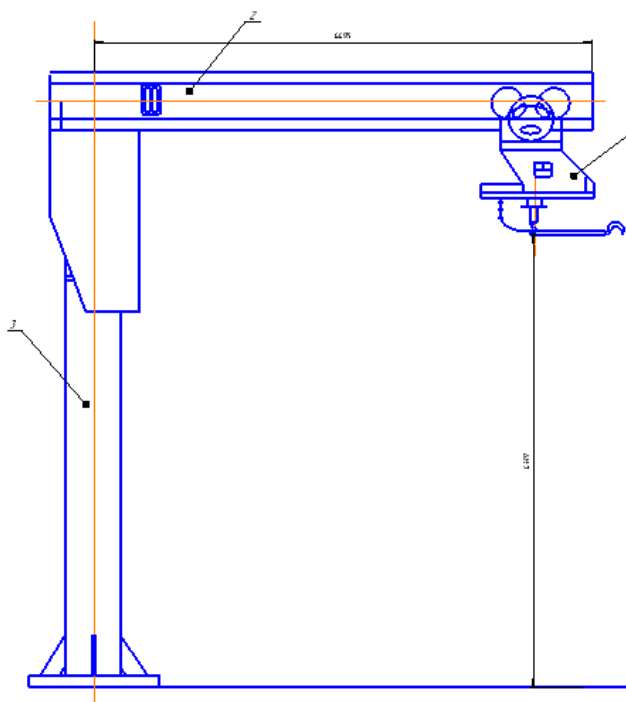


Рисунок 6 – Консольный кран

Кроме главных характеристик консольного крана (грузоподъемность, вылет стрелы и высота подъема) к важным характеристикам консольного крана можно отнести способ его управления – ручной или механический. Консольный кран ручной – типа ККР. Консольный кран механический – типа ККМ.

Пожалуй, единственным недостатком Консольного крана является большая зависимость его характеристик от места установки консольного крана [22].

Характеристика консольного ручного крана ККРЗ:

максимальная высота крана – 6,0 м.

грузоподъемность – 2 т.;

высота подъема – 4,35м;

вылет стрелы – 4,4м;

ручной поворот консоли;

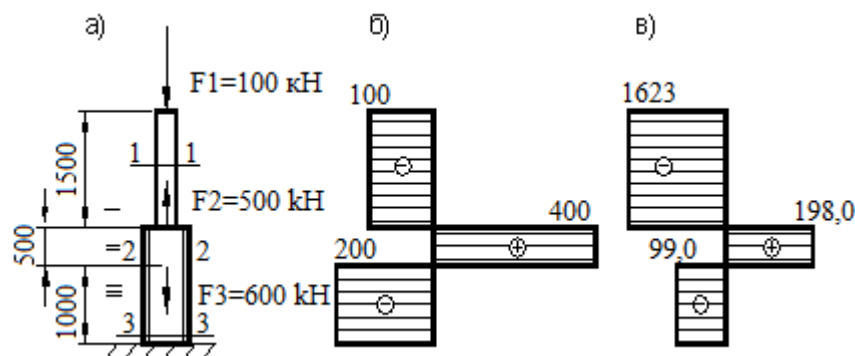
рабочая температура окружающей среды -35+40 °С;

общепромышленное исполнение, АЗ, УЗ [23].

5 Расчет консольного крана

Расчет стойки

По оси стойки из стали класса АIII прикладываются силы $F_1 = 100$ кН, $F_2 = 500$ кН, $F_3 = 600$ кН. Точки приложения сил указаны на рис. 7. Требуется построить эпюру продольных сил (эпюра N), определить площади сечений и, как результат, построить эпюру напряжений (эпюра s).



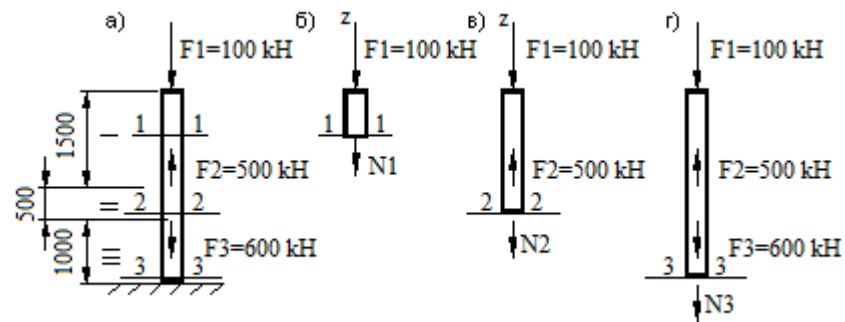
а) расчетная схема стойки; б) эпюра продольных сил (эпюра N),
М 1 см = 100 кН; в) эпюра напряжений (эпюра s), М 1 см = 100 МПа

Рисунок 7 – пример расчета стойки:

Решение

Построение эпюры продольных сил (эпюры N). Стойка разбивается на три участка, границы которых совпадают с точками приложения внешних сил F_1, F_2, F_3 . Стойка закреплена в нижнем основании. Расчет заземленной стойки целесообразно начинать со свободного конца, так как при этом отпадает необходимость в предварительном определении реакции заделки. Пользуясь

методом сечений, мысленно разрезаем стойку по сечению 1-1 верхнего участка и отбрасываем нижнюю часть, заменяя ее действие на оставшуюся верхнюю неизвестной продольной силой N_1 (рис. 8, б).



а) расчетная схема стойки с сечениями; б) сечение 1-1; в) сечение 2-2;
г) сечение 3-3.

Рисунок 8 – расчетное сечение стойки:

Предполагая, что эта сила направлена от сечения (то есть рассматриваемый участок растянут), и руководствуясь правилом знаков статики (силу N принято считать положительной при растяжении, то есть когда она направлена от сечения. При сжатии, наоборот, продольная сила отрицательна и направлена к сечению), составляем уравнение равновесия верхней части:

$$\sum Z = 0;$$

$$-F_1 - N_1 = 0, \quad (1)$$

где F_1 – внешняя сила на границе 1 участка;

N_1 – продольная сила.

$$N_1 = -F_1 = -100 \text{ кН}.$$

Продольная сила получилась отрицательной. Следовательно, первоначальное направление выбрано неправильно и участок работает не на растяжение, а на сжатие. Заметим, что полученное значение продольной силы справедливо на всем протяжении верхнего участка, поскольку в любом его поперечном сечении удовлетворяется записанное уравнение равновесия.

Путем аналогичных рассуждений в сечении 2-2 (рис. 8, в) получаем:

$$\sum Z = 0;$$

$$-F_1 + F_2 - N_2 = 0, \quad (2)$$

где F_1 – то же, что и в формуле (1);

N_2 – продольная сила;

F_2 – внешняя сила на границе 2 участка.

$$N_2 = -100 + 500 = 400 \text{ кН}.$$

Средний участок растянут.

Анализируя выражения усилий N_1 и N_2 , замечаем, что продольная сила в поперечном сечении прямой стойки численно равна алгебраической сумме проекций на его ось всех внешних сил, приложенных с одной стороны (в данном случае – сверху) от рассматриваемого сечения.

Сформулированный вывод имеет большое практическое значение. Он позволяет определять продольную силу, не прибегая каждый раз к изображению отсеченной части стойки в составлении уравнений равновесия. При этом необходимо уже руководствоваться введенным выше правилом знаков силы N (знак «плюс» – при растяжении, знак «минус» – при сжатии).

С учетом сказанного в сечении 3-3 (рис. 8, г)

$$N_3 = -F_1 + F_2 - F_3, \quad (3)$$

где F_1 – то же, что и в формуле (1);

F_2 – то же, что и в формуле (2);.

F_3 – внешняя сила на границе 3 участка.

$$N_3 = -100 + 500 - 600 = -200 \text{ кН}$$

Сила отрицательная, поэтому нижний участок сжат.

Вычислив значение продольной силы N на каждом участке, показываем ее графическое изменение по длине стойки. Для этого проводим так называемую базисную линию (ось эпюры) и откладываем перпендикулярно ей в выбранном масштабе найденные значения N (рис. 7, б): положительные – вправо, отрицательные – влево (для горизонтально расположенного бруса – соответственно вверх и вниз). Соединяем полученные точки прямыми, параллельными базисной линии, и указываем алгебраические знаки. Построенную таким образом эпюру заштриховываем линиями, перпендикулярными оси. По этим линиям можно судить о значении продольной силы в соответствующих поперечных сечениях бруса.

Ось эпюры следует выполнять сплошной основной линией толщиной $S = 0,5 - 1,4$ мм, саму эпюру – сплошной линией толщиной $2S$. Линии штриховки и выносные должны быть тонкими, толщиной от $S/3$ до $S/2$.

При рассмотрении построенной эпюры видно, что в сечениях, где приложены внешние силы (на границах участков) внутренняя сила меняется скачкообразно, причем размер скачка равен соответствующей внешней силе. Так, скачок на уровне заделки характеризует значение реакции ($R = -200$ кН).

Знак на нижнем участке свидетельствует о том, что реакция направлена вверх (к опорному сечению).

По найденным вертикальным усилиям, исходя из расчета по предельному состоянию, требуется подобрать сечение стойки. Анализируя эпюру продольных сил, можно сказать, что сечение будет составным.

Нижняя часть стойки рассчитывается по максимальному усилию $N_2 = 400$ кН. Определяется значение расчетной нагрузки по формуле (4):

$$N_p = N_n \cdot g, \quad (4)$$

где N_n – нормативная нагрузка в кН определяется по эпюре N ;

g – коэффициент надежности по нагрузке определяется по СНиП 2.01.07-85, в данном случае равен 1,05.

$$N_p = 400 \cdot 1,05 = 420 \text{ кН}.$$

Условия прочности для центрально-растянутого (сжатого) элемента записывается по формуле:

$$N = \gamma \cdot A_{HT} \cdot R \cdot g, \quad (5)$$

где N – усилие, являющееся наибольшим возможным за время нормальной эксплуатации конструкции, в данном случае $N = N_p = 420$ кН;

A_{HT} – площадь сечения нетто;

R – расчетное сопротивление материала. Для стали класса А3 значение $R = 210$ МПа;

g – коэффициент условий работы, равный 1.

Исходя из формулы (5), определяется площадь сечения, необходимая для данного нагружения:

$$A_{HT} = \frac{N}{R \cdot \gamma} = \frac{N_p}{R \cdot \gamma},$$

$$A_{HT} = \frac{420 \cdot 10^3}{210 \cdot 1} = 2 \cdot 10^3 \text{ мм}^2 = 20 \text{ см}^2.$$

По ГОСТ 8239-89 подбирается ближайший профиль двутавр № 16 с площадью сечения $A = 20,2 \text{ см}^2$.

Верхний участок рассчитывается аналогично на усилие $N_1 = -100 \text{ кН}$ по формулам см. (4) и (5):

$$N_p = N_n \cdot \gamma,$$

$$N_p = 100 \cdot 1,05 = 105,$$

$$A_{HT} = \frac{N}{R \cdot \gamma},$$

$$A_{HT} = \frac{105 \cdot 10^3}{210 \cdot 1} = 0,5 \cdot 10^3 \text{ мм}^2 = 5 \text{ см}^2.$$

По ГОСТ 8240-89 подбираем двутавр № 5 с $A = 6,16 \text{ см}^2$.

Построение эпюры нормальных напряжений (эпюры σ). Для вычисления напряжений воспользуемся формулой сопротивления материалов

$$\sigma = \frac{N}{A}, \tag{6}$$

где N – продольная сила в сечении, кН;

A – площадь поперечного сечения, мм^2 .

Стойка разбивается на участки, границы которых определяются не только сечениями, где приложены внешние силы, но и сечениями, где меняются поперечные размеры бруса. В нашем случае эти сечения совпадают.

Пользуясь эпюрой N , находим:

$$\sigma_I = \frac{-100 \cdot 10^3}{6,16 \cdot 10^2} = -162,3 \text{ МПа} < 210 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{II} = \frac{400 \cdot 10^3}{20,2 \cdot 10^2} = 198,0 \text{ МПа} < 210 \text{ МПа},$$

$$\sigma_I = \frac{-200 \cdot 10^3}{20,2 \cdot 10^2} = -99,0 \text{ МПа} < 210 \text{ МПа}.$$

Эпюра нормальных напряжений представлена на рис. 7, в. Она строится по такому же принципу, как эпюра продольных сил. Каждая ее ордината характеризует в принятом масштабе значение напряжений в соответствующем поперечном сечении бруса.

Проверка стойки

Максимальный изгибающий момент в стойке по равен:

$$M_{\max} = 120 \cdot 7 = 485 \text{ кгс} \cdot \text{см}, \quad (7)$$

Наибольшее напряжение

$$L_{BC} = \frac{430}{5} + \frac{485}{5,44} = 240 + 180 = 520 \text{ кгс} / \text{см}^2, \quad (8)$$

что меньше $[L] = 430 \text{ кгс} / \text{см}^2$, т. е. прочность стойки обеспечена.

Проверка устойчивости стойки

Гибкость стойки равна:

$$\lambda = 1 \cdot \frac{200}{1,57} = 127.$$

Условная гибкость:

$$\lambda_y = 127 \sqrt{\frac{2100}{2 \cdot 10^6}} = 4,1. \quad (9)$$

Относительный эксцентриситет:

$$m = 7 \cdot \frac{5}{5,44} = 6,4.$$

Приведенный относительный эксцентриситет:

$$T_e = 1,05 \cdot 6,4 = 7,0.$$

По таблице при значениях:

$$\lambda_y = 4,1 \text{ и } m_{ef} = 7 \varphi_e \approx 0,13.$$

$$\frac{430}{0,13} \cdot 5 = 662 < [520] \cdot 0,95 = 494 \text{ кгс / см}^2.$$

Устойчивость стойки обеспечена.

Определение центра тяжести (ц.т) СКР4

$$x_c = \frac{\sum x_i P_i}{P}; y_c = \frac{\sum y_i P_i}{P}; \quad (10)$$

где P – вес тела, кг;

x_i, y_i – координаты.

$$P = 430 \text{ кг};$$

$$x_i = 834,5 \text{ см};$$

$$y_i = 357,5 \text{ см}.$$

Рассчитываем по формуле 10.

$$x_c = \frac{834,5 \times 430}{430} = 834,5 \text{ см};$$

$$y_c = \frac{357,5 \times 430}{430} = 357,5 \text{ см};$$

Расчет консоли крана на устойчивость

1 Определение напряжения изгиба

$$G_u = \frac{M_x}{\varphi_o \times W_x}; \quad (11)$$

где M_x – соответственно изгибающий момент;

W_x – момент сопротивления сечения;

φ_o – коэффициент, определяемый по указаниям из паспорта на консольный кран.

Для определения ϕ_0 вычислим коэффициент ϕ_1 :

$$\phi_1 = \Psi \frac{I_y}{I_x} \left(\frac{h}{\ell} \right)^2 \frac{E}{R_y}; \quad (12)$$

где I_x, I_y – моменты инерции сечения соответственно относительно осей X-X и Y-Y;

ℓ – расчетная длина консоли;

h – высота двутавра;

E – модуль упругости (для стали марки 09Г2С $E = 2,1 \cdot 10^5$ Н/мм²);

R_y – расчетное сопротивление стали изгибу по пределу текучести.

Значение ψ принимается по таблице в зависимости от характера нагрузки и параметра α , который определяется по формуле:

$$\alpha = 1,54 \frac{I_\kappa}{I_y} \left(\frac{\ell}{h} \right)^2; \quad (13)$$

где I_y – моменты инерции сечения относительно оси Y-Y;

I_κ – момент инерции кручения;

ℓ – то же, что и в формуле (12);

h – то же, что и в формуле (12).

Сечение консоли – двутавра 20 по ГОСТ 8239-72.

Геометрические характеристики сечения.

Моменты инерции: $I_x = 1840 \text{ см}^4$; $I_\kappa = 6,25 \text{ см}^4$; $I_y = 115 \text{ см}^4$.

Моменты сопротивления: $W_x = 184 \text{ см}^3$; $W_y = 23,1 \text{ см}^3$.

Рассчитываем по формуле 13:

$$\alpha = 1,54 \cdot \frac{6,25}{115} \cdot \left(\frac{245}{20} \right)^2 = 12,6;$$

При $\alpha = 6,9; \psi = 6,18;$

Расчетное сопротивление стали изгибу по пределу текучести:

$$R_y = \frac{R_{yn}}{\nu_m}; \quad (14)$$

где R_{yn} – предел текучести (для стали марки 09Г2С $R_{yn} = 325 \text{ Н/мм}^2$);

ν_m – коэффициент надежности по материалу (для стали марки 09Г2С $\nu_m = 1,05$).

$$R_{yn} = \frac{325}{1,05} = 309,5;$$

Вычисляем коэффициент φ_1 по формуле 12

$$\varphi_1 = 6,18 \times \frac{115}{1840} \times \left(\frac{20}{245} \right)^2 \times \frac{2,1 \times 10^5}{309,5} = 1,75;$$

Коэффициент φ_6 определяется по формуле 15:

$$\varphi_6 = 0,68 + 0,21 \cdot \varphi_1 \quad (15)$$

где φ_1 – то же, что и в формуле (12);

$$\varphi_6 = 0,68 + 0,21 \times 1,75 = 1,22.$$

Округлить значение до ближайшего целого значения $\varphi_6 = 1$.

2 Определение изгибающего момента в заделке консоли

$$M_x = P \times \left(L - \frac{\ell}{2} \right) + G \times L + G_T \times L; \quad (16)$$

где P – вес консоли;

G_T – вес тали;

L – длина консоли;

ℓ – то же, что и в формуле (12).

$$M_x = 700 \times (2660 - 1225) + 10000 \times 2660 + 480 \times 2660 = 28881300 \text{ н.м.};$$

3 Проверка на устойчивость

$$\frac{M_x}{\phi_o \times W_x} \leq R_y \times \nu_c; \quad (17)$$

где ν_c – коэффициент условий работы, принимаем 0,9 ;

M_x – то же, что и в формуле (16);

ϕ_o – то же, что и в формуле (11);

W_x – то же, что и в формуле (11);

R_y – то же, что и в формуле (12).

$$\frac{28881300}{1 \times 18400} \leq 309,5 \times 0,9;$$

$$157 < 278,5.$$

Расчет колонны

Рассматриваем колонну, как сжатоизогнутую балку, нагруженную сжимающей силой S и изгибающим моментом M .

1 Определение сжимающей силы

$$S = G + P + G_T; \quad (18)$$

где G – то же, что и в формуле (16);

G_T – то же, что и в формуле (16);

P – то же, что и в формуле (16).

$$S = 10000 + 700 + 480 = 11180 \text{ H};$$

2 Определение максимального момента в балке

$$M_{\max} = M_A = \frac{M}{\cos \frac{\ell_2}{j}}; \quad (19)$$

где ℓ_2 – длина балки;

j – коэффициент устойчивости;

M – то же, что и в формуле (11).

$$j = \sqrt{\frac{E \times I}{S}}; \quad (20)$$

где E – то же, что и в формуле (12);

I – момент инерции сечения балки;

S – то же, что и в формуле (18).

$$I = I_H - I_{BH}; \quad (21)$$

где I_H – момент инерции сечения балки диаметром, равным внешнему диаметру трубы;

I_{BH} – момент инерции сечения балки диаметром, равным внутреннему диаметру трубы.

Рассчитываем по формуле 21

$$I = 11285 - 8335 = 2950 \text{ см}^4 = 2950 \times 10 \text{ мм}^4;$$

Рассчитываем по формуле 20

$$j = \sqrt{\frac{2,1 \times 10^5 \times 2950 \times 10^4}{11180}} = 23539,6 \text{ мм};$$

$$\cos \frac{\ell_2}{j} = \cos \frac{3500}{23559,6} = 28881589 \text{ н.мм.}$$

3 Определение напряжения изгиба в балке

$$G = \frac{M_{\max}}{W_{TP}} \leq [G]; \quad (22)$$

где W_{TP} – момент сопротивления сечения балки;

M_{\max} – то же, что и в формуле (7);

$[G]$ – допускаемое напряжение (для стали 10Г2С при расчетной температуре 80 °С $[G] = 165 \text{ Н / мм}^2$).

$$W_{TP} = \frac{I}{\frac{D}{2}}; \quad (23)$$

где I – момент инерции сечения балки;
 D – то же, что и в формуле (16).

$$W_{TP} = \frac{2950 \times 10^4 \times 2}{219} = 269406 \text{ мм}^3;$$

Рассчитываем по формуле 22

$$G = \frac{28881589}{269406} = 107,2 \text{ Н/мм}^2 < 165 \text{ Н/мм}^2.$$

6 Экономический расчет затрат на проведение очистки

В экономической части дипломного проекта рассчитываются затраты на очистку магистрального трубопровода на участке «Ачинск – Кемчуг».

В настоящее время очистка производится небезопасным и трудоемким способом.

В дипломном проекте предлагается применить запасовку очистного устройства при помощи консольного крана, что в свою очередь повлечет уменьшение затрат по травмобезопасности и трудоемкости.

6.1 Существующий способ запасовки (с помощью автомобильного крана)

Запасовка внутритрубного снаряда в камеру пуска производится с помощью автокрана. Автомобильный кран цепляет СОД и с помощью бригады, и ручной лебедки помещают его в пусковую камеру.

6.2 Предлагаемый способ заправки (с помощью консольного крана)

Заправка внутритрубного снаряда в камеру пуска производится ГПМ и транспортно - запасочным устройством. С помощью ГПМ СОД помещают на транспортно - запасочное устройство. Затем продвигают вплотную к открытому затвору камеры и при необходимости регулируют его высоту, чтобы СОД плавно входил в пусковую камеру без перекосов.

С помощью ручной лебедки и штатного транспортного запасочного устройства заправляют СОД до вхождения первого диска в трубопровод номинального диаметра.

6.3 Затраты на проведение очистки с помощью автомобильного и консольного крана

Для определения экономического эффекта заправки внутритрубного снаряда с помощью консольного крана проведем расчет затрат и сравним полученные результаты с затратами на заправку внутритрубного снаряда с помощью автомобильного крана и с помощью консольного крана.

Затраты на проведение мероприятий по очистке магистрального трубопровода связаны с приобретением оборудования и проведением строительно-монтажных работ.

$$K_{\text{м}} = K_{\text{смп}} + K_{\text{об}} \quad (24)$$

где $K_{\text{м}}$ – общие затраты, руб.;

$K_{\text{смп}}$ – затраты на проведение строительно-монтажных работ, руб.;

$K_{\text{об}}$ – затраты на приобретение оборудования и расходных материалов, руб.

Стоит отметить, что организация, эксплуатирующая магистральный нефтепровод обладает широкой материально-технической базой. Таким образом, ремонт проводится персоналом и силами компании без привлечения сторонних организаций и аренды какой-либо техники.

Стоимость процесса очистки включает в себя:

- затраты на электроэнергию;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на страховые взносы;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

Таблица 6 – Затраты на проведение запасовки для обоих методов

п/п.	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость при запасовки с помощью консольного крана и транспортно - запасовочного устройства, тыс. руб.
1	Организационно- технические мероприятия Подготовительные работы	
1.1.	Подготовка документации	15
Итого по п.1.		15
2.	Подготовительные работы	
2.1	Подготовка оборудования, инструментов, материалов	25,7
2.2	Проверка связи	15,8
2.3	Проверка очистного устройства	159,69
2.4	Газоанализ	7 136,4
Итого по п.2		7337,59

Окончание таблицы 6

п/п.	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость при заправки с помощью консольного крана и транспортно - запасовочного устройства, тыс. руб.
3.	Технологические переключения на линейной части	2
Итого по п.3:		2
4.	Прочие работы и затраты	126,7
Итого:		7481,29

Затраты на электроэнергию вычислим по формуле 25:

$$P_{\text{э}} = T_{\text{э}} \times Q \quad (25)$$

где $P_{\text{э}}$ – плата за электроэнергию в рублях;

$T_{\text{э}}$ – тариф за электроэнергию (3,35 руб/кВт ч);

Q – потребление электроэнергии, 1800 кВт.

$$P_{\text{э/э}} = 3,35 \times 1800 = 6030 \text{ руб.}$$

Затраты на электроэнергию в год составят 6030 рублей. При новом варианте затраты на электроэнергию не изменятся.

Расчет затрат на оплату труда

Для расчета фонда заработной платы необходимо определиться с персоналом, осуществляющим очистку магистрального трубопровода. Состав бригады в общем случае при обоих сравниваемых методах очистке идентичен. Кроме того, ориентировочная продолжительность очистки в обоих случаях ограничивается 12 часов. То есть принимаем, что при обоих методах очистка занимает 12 часов. Так как состав очистных бригад одинаков, следовательно,

фонд заработной платы на проведение очистки не будет отличаться в обоих случаях.

Рассчитаем фонд заработной платы очистной бригады на проведение одной очистки 12 часов. На предприятии принята пятидневная рабочая неделя с рабочей сменой по 8 часов. Таким образом, запасовка проводится за 2 рабочие смены. Учтем, что в среднем, в году 253 рабочих дня.

Таблица 7 – Расчет фонда заработной платы для обоих методов

Категория персонала	Количество	Заработная плата (месячная), руб.	Итого за 12 часов, руб.
Мастер ЛЭС	2	55000	16696
Линейный трубопроводчик	4	40000	24285
Водитель	2	40000	12142
Электромонтер	2	40000	12142
Автокрановщик	2	45000	13660
Итого:	12	-	78925

Расчет месячной заработной платы производится по формуле:

$$\Phi ЗП = ЗП + ЗПрк + ЗПсн \quad (26)$$

где $ЗП$ – месячная заработная плата;

$ЗПрк$ – районный коэффициент (30% от $ЗП$);

$ЗПсн$ – северная надбавка (30 % от $ЗП$).

Мастер ЛЭС:

$$\Phi ЗП = 55000 + 16500 + 16500 = 88000 \text{ руб.}$$

$$\text{Итого за очистку} = (88000 \times 12 \times 2) / 253 \times 2 = 16696 \text{ руб.}$$

Линейный трубопроводчик:

$$\Phi ЗП = 40000 + 12000 + 12000 = 64000 \text{ руб.}$$

$$\text{Итого за очистку} = (64000 \times 12 \times 4) / 253 \times 2 = 24285 \text{ руб.}$$

Водитель:

$$\Phi ЗП = 40000 + 12000 + 12000 = 64000 \text{ руб.}$$

$$\text{Итого за очистку} = (64000 \times 12 \times 2) / 253 \times 2 = 12142 \text{ руб.}$$

Электромонтер:

$$\Phi ЗП = 40000 + 12000 + 12000 = 64000 \text{ руб.}$$

$$\text{Итого за очистку} = (64000 \times 12 \times 2) / 253 \times 2 = 12142 \text{ руб.}$$

Автокрановщик:

$$\Phi ЗП = 45000 + 13500 + 13500 = 72000 \text{ руб.}$$

$$\text{Итого за очистку} = (72000 \times 12 \times 2) / 253 \times 2 = 13660 \text{ руб.}$$

Расчет социальных взносов

Базой для расчета страховых взносов является фонд заработной платы.

Ставка для расчета налога составляет 30 %.

$$ЗСН = \Phi ЗП \times 30 / 100 \text{ руб.}$$

(27)

$$ЗСН = 78925 \times 30 / 100 = 23677,5 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления

В дипломной работе затраты на амортизацию рассчитываются линейным методом, исходя из первоначальной стоимости объекта основных средств и срока эксплуатации.

Для расчета амортизационных отчислений необходимо помнить, что к амортизируемому имуществу относятся основные средства со сроком службы более 12 месяцев и стоимостью более 40000 руб. По остальным основным средствам амортизация не начисляется, они в полном объеме списываются на издержки производства.

Принимаем, что смонтированное оборудование относится к основным средствам, тогда рассчитаем сумму амортизационных отчислений за время проведения очистки 12 часов или 2 рабочих смен. Средний срок эксплуатации оборудования – не менее 3 лет.

Кроме того, сведем в таблицу расчет амортизационных отчислений на другие основные средства, используемые в процессе очистки.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается по формуле

$$Ам.отч. = C_{oc} \cdot H_a / 100 \quad (28)$$

где C_{oc} – первоначальная стоимость основного средства, руб.;

H_a – годовая норма амортизационных отчислений, % .

$$H_a = 100 / \text{Срок службы в годах} \quad (29)$$

Таблица 8 – Расчет годовых амортизационных отчислений без консольного крана

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, за 12 часов руб.
Рабочие машины и оборудование					
Очистное устройство типа СКР4-2	1	1596944,34	4	25	399236,085
Автобус НЕФАЗ- 4208-11-13 на шасси КАМАЗ	1	1651777,11	8	12,5	206472,1388
Грузовой автомобиль ТАТРА	1	3945400,00	4	23,53	928352,62
Автомобиль типа УАЗ-390995	1	551805,24	6	16,6	91599,66984
Нефтеборщик на базе КАМАЗ(при необходимости)	1	1906470,48	9	11,1	211618,2233
Автокран КС-45721 г/п 25тн на шасси Урал-4	1	4071069,15	8	12,5	508883,6438
Низкочастотный локатор (акустический течеискатель специализированный) АЭТ-1МСС	2	118182,30	6	16,6	19618,26
Итого:	8	13841648,62	-	-	2365780,642
Неамортизируемые основные средства (стоимостью менее 40 тыс. руб.)					
Ведро	1	600	-	-	-
Лопата	2	400	-	-	-
Асбестовое полотно 2х2м	1	1700	-	-	-

Окончание таблицы 8

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, за 12 часов руб.
Огнетушитель углекислотный ОУ-2	4	672,50	-	-	-
Шланговый противогаз ПШ-1(в комплекте)	2	4300	-	-	-
Страховочный пояс с тросом	2	1064	-	-	-
Специальная одежда	10	700	-	-	-
Комплект знаков КЗО-2	1	1980	-	-	-
Комплект из 4-х строп	1	4500	-	-	-
Итого:	22	15 916,50	-	-	15 916,50
Всего:		13857565,12			2381697,14

Вывод: расчет годовых амортизационных отчислений с применением только одного автомобильного крана показал, что стоимость единицы без НДС составляет 13857565,12 руб. и сумма амортизационных отчислений за 12 часов составляет 2381697,14 руб.

Таблица 9 – Расчет годовых амортизационных отчислений с консольным краном

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, за 12 часов руб.
Рабочие машины и оборудование					
Консольный кран	1	95492	20	5	4774,6

Продолжение таблицы 9

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, за 12 часов руб.
Очистное устройство СКР4-2	1	1596944,34	4	25	399236,085
Автобус НЕФАЗ- 4208-11-13 на шасси КАМАЗ	1	1651777,11	8	12,5	206472,1388
Грузовой автомобиль ТАТРА	1	3945400,00	4	23,53	928352,62
Автомобиль типа УАЗ-390995	1	551805,24	6	16,6	91599,66984
Нефтеборщик на базе КАМАЗ(при необходимости)	1	1906470,48	9	11,1	211618,2233
Автокран КС-45721 г/п 25тн на шасси Урал-4	1	4071069,15	8	12,5	508883,6438
Низкочастотный локатор (акустический течеискатель специализированный) АЭТ-1МСС	2	118182,30	6	16,6	19618,26
Итого:	9	13937141	-	-	2370555,242
Неамортизируемые основные средства (стоимостью менее 40 тыс. руб.)					
Ведро	1	600	-	-	-
Лопата	2	400	-	-	-
Асбестовое полотно 2х2м	1	1700	-	-	-
Огнетушитель углекислотный ОУ-2	4	672,50	-	-	-

Окончание таблицы 9

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, за 12 часов руб.
Шланговый противогаз ПШ-1(в комплекте)	2	4300	-	-	-
Страховочный пояс с тросом	2	1064	-	-	-
Специальная одежда	10	700	-	-	-
Комплект знаков КЗО-2	1	1980	-	-	-
Комплект из 4-х строп	1	4500	-	-	-
Итого:	23	15916,50	-	-	15916,50
Всего:		13953057,12			2386471,74

Вывод: расчет годовых амортизационных отчислений с консольным краном показал, что стоимость единицы без НДС составляет 13953057,12руб. и сумма амортизационных отчислений за 12 часов составляет 2386471,74руб.

Сведем в таблицу затраты на проведение запасовки с помощью консольного крана. По данным этой таблицы можно сравнить разницу в затратах при проведении очистке магистрального трубопровода двумя способами.

Таблица 10 – Сравнение затрат проведения запасовки с помощью автомобильного крана и с помощью консольного крана

п/п.	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость при запасовки с помощью автомобильного, тыс.руб.	Сметная стоимость при запасовки с помощью консольного крана, тыс.руб
1	Организационно-технические мероприятия	15	15

Окончание таблицы 10

п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость при заправке с помощью автомобильного, тыс.руб.	Сметная стоимость при заправке с помощью консольного крана, тыс.руб
2	Подготовительные работы	733,759	733,759
3	Технологические переключения на линейной части	2	2
4	Прочие работы и затраты	126,7	126,7
5	Амортизационные отчисления	2381,697	2386,47174
6	Фонд заработной платы	789,25	789,25
7	Социальные взносы	23,6775	23,6775
	Итого:	3338,3245	3343,09924

Из таблицы видно, что заправка очистного устройства с помощью консольного крана на 5 тыс. руб. дороже. Очистка магистрального трубопровода на участке «Ачинск – Кемчуг» продолжается 12 часов, т.е. сокращает потери времени на заправку средств очистки и диагностики, т.к. не нужно перегонять автомобильный кран к камере приема пуска СОД, также не нужно тратить время на его установку. Так же обеспечивает высокую травмобезопасность проводимых работ.

7 Безопасность и экологичность

Предприятия нефтегазового сектора являются опасными производственными объектами. Аварии на магистральных нефтепроводах влекут за собой не только большой экономический ущерб, но также приносят вред, загрязняя окружающую среду, способствуют возникновению пожаров, могут повлечь за собой человеческие жертвы.

При транспортировке нефти и нефтепродукта под высоким давлением магистральному нефтепроводу (МН) необходимо обеспечивать высокую

надёжность и устойчивость к отказам и авариям. Основным способом обеспечения безопасности МН является внутритрубная очистка и диагностика полости магистрального нефтепровода, что также является необходимым фактором для поддержания его пропускной способности, предупреждения скапливания воды и внутренних отложений.

7.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

При очистке линейной части магистрального нефтепровода возможны следующие опасные и вредные производственные факторы (физические, химические и психофизиологические):

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная загазованность рабочей зоны;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенный уровень шума;
- взрыв;
- пожар;
- физические перегрузки;
- биологические (клещи, гнус и др.) [24].

Воздействие нефтепродуктов на организм возможно путем вдыхания их паров, а также через кожу. Нефть и получаемые из нее продукты могут вызывать острые и хронические отравления, а также поражения кожных покровов. Острые отравления могут вызываться как сернистыми соединениями нефти, так и высокими концентрациями углеводородов. Длительное воздействие многосернистой нефти может вызвать хроническое отравление.

Класс опасности вредных веществ – III, ПДК в рабочей зоне – 10 мг/м^3 [25].

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного

травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2% к начисленной оплате труда [26].

Возможными аварийными ситуациями на нефтеперекачивающей станции являются:

- утечка нефтепродукта при неплотном соединении арматуры и трубопроводов;
- утечка паров нефтяного газа из камеры приема-пуска;
- утечка нефтепродукта из резервуара;
- разлив при откачке и закачке нефти из камеры;
- падение давления подаваемых энергосредств;
- отказ в работе предусмотренных аварийных блокировок;
- разгерметизация фланцевых соединений в системе обвязки насосов и другого оборудования;
- разрыв нефтепровода;
- падение грузоподъемных кранов, кранов-трубоукладчиков.

7.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Устройство камеры приема-пуска средств очистки и диагностики (КПП СОД), используемое на Ачинской линейной производственно-диспетчерской станции (ЛПДС) расположено в Красноярском крае и находится в II (III) климатическом регионе. Средняя температура зимой составляет минус 18° С, скорость ветра 3,6 м/с. Климат умеренно-континентальный с относительно морозной зимой и жарким летом с малым количеством осадков. Среднегодовая температура составляет минус 6,5 °С; среднегодовое количество осадков – 465 мм; влажность воздуха 68 % [27].

Техническое диагностирование магистрального трубопровода проводится в теплый и холодный период года на открытом пространстве в дневное время суток.

Работы соответствуют категории физических работ средней тяжести (категория IIб) – работы с интенсивностью энергозатрат 201-250 ккал/час (связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением) [13].

Параметры микроклимата в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 11 [35].

Таблица 11 – Оптимальные и допустимые параметры микроклимата в воздухе в рабочей зоне

Период года	Температура воздуха, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
	оптим.	доп.	оптим.	доп.	оптим.	доп.
Холодный	17-19	13-21	40-60	75	0,2	0,4
Теплый	20-22	15-27	40-60	70 (при 25 °С)	0,3	0,4

В зимнее время работники должны быть обеспечены спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала имеются вспомогательные помещения, оборудованные центральным отоплением и вентиляцией.

В летнее время работники обеспечиваются средствами против насекомых, производственные и вспомогательные помещения оснащаются противомоскитными сетками, спиралями и т.д [28].

7.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Работа трубопроводчика линейного по санитарной характеристике технологического процесса относится к группе IIб – процесс, вызывающий загрязнение тела и рук [29].

Территория ЛПДС имеет автомобильные дороги, пожарные проезды и выезды на дороги общего пользования. Для обеспечения безопасного проезда

все дороги и проезды следует содержать в исправности, своевременно ремонтировать, в зимнее время очищать от снега, в темное время суток освещать. Площадь камеры приема-пуска СОД необходимо содержать в чистоте и порядке. Не допускается засорение территорий и скопление на них мусора [30].

На площадке находится 5 камер СОД, на расстоянии 10 м друг от друга. Площадка КПП забетонирована, по периметру предусмотрен бордюр. Ко всем камерам имеется пожарный проезд и выезд на дороги общего пользования.

Для трубопроводчика линейного предусмотрены санитарно-бытовые помещения и выдача средств индивидуальной защиты, спецодежды, спецобуви:

- костюм для защиты от общих производственных загрязнений;
- костюм для защиты от воды; костюм противоэнцефалитный;
- ботинки или сапоги кожаные с жестким подноском;
- сапоги или болотные резиновые с жестким подноском;
- перчатки с полимерным покрытием;
- каска защитная, подшлемник под каску;
- очки защитные.

На наружных работах зимой дополнительно:

- костюм для защиты от общих производственных загрязнений на утепляющей прокладке;
- жилет утеплённый; белье нательное утепленное;
- сапоги кожаные утепленные с жестким подноском или валенки с резиновым низом;
- шапка-ушанка; перчатки с полимерным покрытием; перчатки шерстяные (вкладыши) [31].

Для защиты органов дыхания при пожаре применяются средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) – изолирующие противогазы, исправность которых проверяют периодически по графику. Ежедневно и перед применением работник проверяет противогаз на герметичность согласно инструкции по эксплуатации [32].

Одна из главных особенностей условий труда – это работа в условиях открытого пространства.

В целях нормализации теплового состояния при выполнении работ в холодный период года температура воздуха в местах обогрева поддерживается на уровне 21–25 °С. Помещение оборудовано устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых в диапазоне 35–40 °С.

В обеденный перерыв работники обеспечиваются горячим питанием.

Выдача работникам молока или других равноценных пищевых продуктов, спецпитания, мыла осуществляется в установленном порядке.

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Уровень освещенности не менее 50 лк при лампах накаливания и не менее 100 лк при газоразрядных лампах. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается [33].

К санитарно-бытовым помещениям на ЛПДС относятся: гардеробная, комната для приема пищи, туалет, умывальная, душевая, сушилка, помещение для обогрева [34].

7.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При обслуживании камеры приема пуска средств очистки и диагностики наибольшую опасность для здоровья персонала представляют остатки нефти в камере. Нефть, являющаяся горючей жидкостью, представляет высокую пожарную опасность. Кроме того, она имеет в своем составе гомологический ряд углеводородов C_nH_{n+2} (метан, этан, пропан и т.д.), которые, испаряясь, создают взрывоопасную концентрацию смеси с воздухом, а сернистая нефть, содержащая определенное количество сероводорода, представляет угрозу для жизни и здоровья людей своей высокой токсичностью (класс опасности- III) [35].

При достижении предельно допустимой концентрации вредных веществ (ПДК) должны приниматься меры по выявлению и устранению источников повышенной загазованности.

Анализ газовоздушной среды должен проводиться перед началом работ, после каждого перерыва в работе и в течение всего времени выполнения работ с периодичностью, указанной в наряде-допуске, но не реже чем через 1 час, а также по первому требованию работающих [36].

При внезапном увеличении загазованности выше ПДК в зоне производства работ необходимо приостановить все виды работ. Работникам надеть имеющиеся средства индивидуальной защиты органов дыхания, и срочно покинуть опасную зону, сообщить о случившемся руководителю ремонтных работ.

Ремонтный персонал должен быть обеспечен спецодеждой, изготовленной из материалов, не накапливающих статическое электричество, изолирующими шланговыми противогазами, спасательными поясами и канатами и другими средствами индивидуальной защиты, необходимыми инструментами, приспособлениями, приборами [14].

Во избежание несчастных случаев направляемый на работу персонал должен иметь соответствующую подготовку, пройти производственный инструктаж, ознакомиться с правилами внутреннего распорядка, общими правилами техники безопасности и с безопасными методами работы при обслуживании объектов КПП СОД, а также с методами оказания первой помощи.

Электрооборудование и электроинструменты, в которых возникают заряды статического электричества, должны иметь заземление и подлежать занулению. Трубопровод должен быть защищен от атмосферного электричества и вторичных проявлений молний [37].

7.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Перекачивание нефти по магистральным нефтепроводам является непрерывным технологическим процессом, поэтому помещение насосной и работы по ремонту и диагностике на МН представляют высокую взрывопожарную опасность.

Помещение насосной относится к категории А помещений повышенной взрывопожарной опасности [38].

Насосные станции должны быть оборудованы принудительной приточно-вытяжной и аварийной вентиляцией, стационарными средствами пожаротушения, а также стационарными или переносными грузоподъемными устройствами. Все агрегаты специального назначения должны быть во взрывобезопасном исполнении, оснащаться аварийной световой и звуковой сигнализацией, переговорным устройством и системой освещения [38].

Возможные причины и источники возникновения пожара:

- нарушение техники безопасности;
- возгорание из-за неисправного оборудования;
- возгорание вследствие использования искрообразующего инструмента;
- человеческий фактор;
- утечка нефтепродуктов.

Взрыво- и пожароопасные свойства нефти представлены в таблице 12 [33].

Таблица 12 – Взрыво- и пожароопасные свойства нефти

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Температура, К		Предел взрываемости, %	
		Вспышки	Самовоспламенения	НКПРП	ВКПРП
Нефть	300	265	533	1,1	6,4

По взрывопожарной опасности помещение насосной и площадка КПП СОД относятся к категории А [38].

Основные мероприятия по взрывопожарной и пожарной безопасности:

- не допускается замазученность территории КПП СОД, загрязнение горючим мусором и хламом, загромождение дорог, проездов к объекту и средствам пожаротушения;

- при производстве работ в газовой среде воспрещается применение ударных инструментов, изготовленных из стали, режущие инструменты должны смазываться маслом, тавотом или мыльным раствором;

- на объекте должен быть организован контроль воздушной среды газоанализаторами;

- категорически запрещается применение источников открытого огня;

- необходимо постоянно следить за исправностью силовой и осветительной электропроводки;

- обслуживающий персонал обязан знать устройство и инструкции по применению первичных средств пожаротушения.

Пожарную защиту КПП СОД обеспечивает автоматическая система пенотушения, которая включает в себя средства обнаружения пожара, системы сигнализации, управления, пожаротушения. Срабатывание системы пенотушения происходит автоматически, дистанционно или вручную [37].

Первичными средствами пожаротушения являются:

- пожарный щит;

- песок и земля;

- огнетушитель ОП-5 и ОП-50 – 2 шт.;

- лопата (штыковая и совковая) – 2шт.;

- пожарный водоем [39].

7.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При работе на камере приема пуска средств очистки и диагностики могут произойти следующие чрезвычайные ситуации: пожар, взрыв, разгерметизация камеры с аварийным выбросом вредных веществ в атмосферу.

Нефтепродукты являются пожароопасными и взрывоопасными веществами. При неправильной организации технологического процесса или несоблюдении определенных требований возникают пожары и взрывы, которые приводят к авариям, термическим ожогам и травмированию работников.

Аварии сопровождаются выбросом некоторого количества нефтепродуктов. Аварии наносят значительный ущерб экономике, окружающей среде и здоровью человека из-за высокой токсичности нефти и нефтепродуктов.

В случае возникновения аварийной ситуации необходимо немедленно вывести людей из зоны производства работ, в дальнейшем действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Сооружения линейная производственно-диспетчерская станция относятся к IV группе по ГО [40].

Перекачивание нефти по МН является непрерывным технологическим процессом. Численность смены составляет 5 человек.

Персонал станции полностью обеспечен индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

Территория ЛПДС имеет резервуары для хранения взрывоопасных и пожароопасных веществ, которые могут вызвать взрыв (первичный поражающий фактор), приводящий к образованию пожара (вторичный поражающий фактор).

Для повышения устойчивости объекта и защиты работающих при возможных ЧС рекомендуется установить автономный электрогенератор, вышки для обеспечения сотовой связи, емкость для чистой воды, тепловой котел.

7.7 Экологичность проекта

Последствиями воздействия на окружающую среду при очистке линейной части магистрального нефтепровода могут быть:

- изменение характера и снижение биопродуктивности ландшафта в результате локального загрязнения почв;
- загрязнение поверхностных или грунтовых вод;
- изменение условий местного стока в результате забора воды из малых рек и сброса воды после испытания трубопровода;
- загрязнение атмосферы.

Основные мероприятия по охране окружающей среды включают:

- сведения о существующих фоновых концентрациях вредных веществ в воздухе;
- перечень источников выбросов;
- наименование выбрасываемых загрязняющих веществ;
- количественные и качественные характеристики выбрасываемых веществ;
- решения по снижению производственных шумов и вибраций;
- оценку эффективности проектируемых сооружений и устройств;
- ситуационную карту-схему района границ санитарно-защитной зоны;
- результаты расчетов загрязнения на все объекты окружающей среды.

При очистке полости магистрального нефтепровода продувкой воздухом или природным газом необходимо уменьшить зону загрязнения территории продуктами выброса.

При очистке полости магистрального нефтепровода промывкой воду сливают в специально сооружаемые резервуары-отстойники (амбары) или фильтруют через дамбы-фильтры. Резервуары-отстойники размещают в местах, исключающих их сообщение с рекой и попадание в нее загрязненной воды.

Запрещается сброс загрязненной продуктами очистки полости воды непосредственно в реки, водоемы и на территории, затапливаемые при паводках [30].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе предложена модернизация камер пуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода Омск – Иркутск Ду 720 мм на Ачинской ЛПДС, включающая в себя установку консольного крана ККР-3 для облегчения условий труда рабочих.

В конструкторско-технологической части выпускной квалификационной работе разработана конструкция и произведен расчет.

В разделе безопасность и экологичность проекта решены и подтверждены расчетами задачи защиты окружающей среды, пожарной безопасности, а также мероприятия по технике безопасности и охране труда при производстве работ. В экономической части произведены расчеты по сравнению затраты на проведения запасовки с помощью старым и новым методом.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АК – акционерное общество;

ГПМ – грузоподъёмная машина;

КПП СОД – камеры пуска-приема средств очистки и диагностики;

ЛАЭС – линейно-аварийная эксплуатационная служба;

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция;

МН – магистральный нефтепровод;

НПЗ – нефти перерабатывающий завод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ОАО – открытое акционерное общество;

ОУ – очистное устройство;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

РНУ – районное нефтепроводное управление.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ОАО «АК Транснефть» URL: <http://www.transneft.ru/> (15.03.2016)
- 2 Основные направления развития URL:
<http://ar2012.transneft.ru/main-directions-of-development/list-of-priority-directions-of-activity/> (15.03.2016)
- 3 ОАО «Транснефть – Западная Сибирь» URL:
<http://transsibneft.transneft.ru/> (15.03.2016)
- 4 ОАО «Транснефть – Западная Сибирь» - Красноярское РНУ URL:
<http://transsibneft.transneft.ru/about/structure/> (16.03.2016)
- 5 ОАО «Транснефть – Западная Сибирь» - Ачинская ЛПДС URL:
<http://transsibneft.transneft.ru/about/structure/KRNU/achinskaya-lpds/?print=1>
(16.03.2016)
- 6 Очистка нефтепровода URL: <http://megalektsii.ru> (2.04.2016)
- 7 ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» специальными очистными устройствами (скребками) Введ. впервые; дата введ. 02.11.2001. М.: ГУП Издательство "Нефть и газ", 2001.
- 8 ГОСТ 11851 Нефть. Метод определения парафина. Взамен ГОСТ 11851-66; дата введ. 01.01.1986. М.: ИПК Издательство стандартов, 1986.
- 9 СНиП 111-42-80 Магистральные трубопроводы. Введ. впервые; дата введ. 16.05.1980. : ФГУП ЦПП, 2005.
- 10 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. Введ. впервые; дата введ. 23.04.1998.
- 11 ОР-75.180.00-КНТ-018-10, Отраслевой регламент, Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), документ разработан ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Диаскан». 2009г.

12 ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. Введ. впервые; дата введ. 14.09.1978.: Министерство электротехнической промышленности СССР, 1978.

13 ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Взамен ГОСТ 12.1.005-76; дата введ. 29.09.1988: Министерство здравоохранения СССР, 1988.

14 ГОСТ Р 51330.9-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация взрывоопасных зон. Введ. впервые; дата введ. 09.12.1999.: Москва, 1999. 39с.

15 ГОСТ Р 51330.11-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. Введ. впервые; дата введ. 16.12.1999. : Москва, 1999.

16 ГОСТ Р 51330.5-99 Метод определения температуры самовоспламенения. Введ. впервые; дата введ. 09.12.1999. : Москва, 1999. 16с.

17 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Взамен ГОСТ 8732-70; дата введ. 22.03.1978. : Министерство черной металлургии СССР, 1978. 8 с.

18 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Взамен ГОСТ 10704-76; дата введ. 15.11.1991.: ИПК Издательство стандартов, 1991.

19 Инструкция по организации и проведению работ по очистке внутренней полости МН «Омск – Иркутск» Ду 700, участок 275 –296,5 км «Каштан - Ачинск» 2010г.

20 Приказ О федеральном классификационном каталоге отходов. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1996. : Москва, 1996.

21 РД-16.01-60.30.00-КТН-001-1-05 Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов. Введ. впервые; дата введ. 2005г.

- 22 ГОСТ 19811-90 Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. Введ. впервые; дата введ. 1990.: Москва, 1990.
- 23 Кран консольный ручной стационарный поворотный URL: <http://www.svpk-ul.ru/> (28.05.2016)
- 24 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Введ. впервые; дата введ. 1974.: Москва, 1974.
- 25 ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Введ. впервые; дата введ. 1976.: Москва, 1976.
- 26 Страховые тарифы и классификация видов экономической деятельности по классам профессионального риска
- 27 СНиП 23-01-99 Строительная климатология. Введ. впервые; дата введ. 1999.: Москва, 1999.
- 28 ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний. Введ. впервые; дата введ. 2013.: Москва, 2013.
- 29 СНиП 2.09.04–87 Административные и бытовые здания. Введ. впервые; дата введ. 1987.: Москва, 1987.
- 30 ВСН 014–89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды. Введ. впервые; дата введ. 1989.: Москва, 1989.
- 31 Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты
- 32 ГОСТ 12.4.115–82. ССБТ. Средства индивидуальной защиты работающих. Общие требования к маркировке. Введ. впервые; дата введ. 1982.: Москва, 1982.
- 33 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.

- 34 СП 44.13330.2011 Административные и бытовые здания. Введ. впервые; дата введ. 2011.: Москва, 2011.
- 35 ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Введ. впервые; дата введ. 2009.: Москва, 2009.
- 36 ГОСТ 12.1.016–79. ССБТ. Воздух рабочей зоны. Требования к методикам измерения концентрации вредных веществ. Введ. впервые; дата введ. 1979.: Москва, 1979.
- 37 ВППБ 01-01–94 Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения. Введ. впервые; дата введ. 1994.: Москва, 1994.
- 38 Классификация производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности URL: <http://delta-grup.ru/bibliot/16/130.htm>
- 39 ГОСТ 12.4.009-83 Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. Введ. впервые; дата введ. 1983.: Москва, 1983.
- 40 Структура системы ГО URL: http://studopedia.su/14_45085_struktura-sistemi-go.html.